

Sexta. *Jurisdicción.*—Dada la naturaleza administrativa de este Convenio, el Orden Jurisdiccional Contencioso-Administrativo será el competente para resolver las cuestiones litigiosas que pudieran suscitarse entre las partes durante la ejecución del mismo.

Y para que así conste, y en prueba de conformidad con todo lo estipulado, se firma este Convenio por ambas partes en Madrid a diez de marzo de 2006.—Por el Ministerio de Educación y Ciencia, María Jesús San Segundo Gómez de Cadiñanos.—Por la Consejería de Educación, Cultura y Deportes, Isaac Cristóbal Godoy Delgado.

MINISTERIO DE TRABAJO Y ASUNTOS SOCIALES

5871 *RESOLUCIÓN de 8 de marzo de 2006, de la Secretaría General Técnica, por la que se corrigen errores de la de 10 de enero de 2006, por la que se daba publicidad al Protocolo adicional al Convenio sobre prórroga del Convenio-programa para el desarrollo de prestaciones básicas de servicios sociales de Corporaciones Locales, suscrito entre el Ministerio de Trabajo y Seguridad Social y la Comunidad Autónoma de Canarias.*

Advertidos errores en la Resolución de 10 de enero de 2006, de referencia 1843, se transcribe a continuación la siguiente rectificación:

En la página 4423 (BOE 4-2-06), en el anexo, en la columna de Provincia, donde dice: «Cantabria», debe decir: «Las Palmas».

En la página 4423, en el anexo, en la columna correspondiente a Población del Proyecto de Santa Cruz de Tenerife, donde dice: «928.418», debe decir: «928.412».

En el total de población de los dos proyectos, donde dice: «1.916.540», debe decir: «1.915.540».

Madrid, 8 de marzo de 2006.—El Secretario General Técnico, Francisco González de Lena Álvarez.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

5872 *CIRCULAR 1/2006, de 16 de febrero, de la Comisión Nacional de Energía, sobre petición de información a remitir por las empresas distribuidoras de energía eléctrica a la Comisión Nacional de Energía para el establecimiento de una nueva metodología de retribución a la actividad de distribución.*

La Disposición Adicional Undécima, Primero.2 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, crea la Comisión Nacional de Energía como ente regulador del funcionamiento de los sistemas energéticos y establece que tiene por objeto velar por la competencia efectiva, objetividad y transparencia de su funcionamiento, en beneficio de todos los sujetos que operan en dichos sistemas y de los consumidores.

La Disposición Adicional Undécima, Tercero.4 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, establece que la Comisión Nacional de Energía podrá recabar de los sujetos que actúan en los mercados energéticos cuanta información requiera en el ejercicio de sus funciones. Para ello, la Comisión dictará circulares, que deberán ser publicadas en el «Boletín Oficial del Estado», en las cuales se exponga de forma detallada y concreta el contenido de la información a solicitar y se especifique de manera justificada la función para cuyo desarrollo es precisa tal información y el uso que se pretende hacer de la misma.

La Disposición Adicional Undécima, Tercero.1, función Cuarta, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, atribuye como función expresa a la Comisión Nacional de Energía la de participar, mediante propuesta o informe, en el proceso de elaboración de los pro-

yectos sobre determinación de tarifas, peajes y retribución de las actividades energéticas.

Asimismo, la Disposición Adicional Undécima, Tercero.1, función Séptima, le atribuye igualmente como función la de dictar las circulares de desarrollo y ejecución de las normas contenidas en los Reales Decretos y las Órdenes Ministeriales que se dicten en desarrollo de la normativa energética, siempre que estas disposiciones le habiliten de modo expreso para ello, circulares las cuales serán publicadas en el «Boletín Oficial del Estado».

La Orden ITC/2670/2005 de 3 de agosto, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, determina la información que los distribuidores de energía eléctrica deben remitir a la Comisión Nacional de Energía para el establecimiento de una nueva metodología de retribución a la actividad de distribución, facultando explícitamente a la Comisión Nacional de Energía, en su artículo 3, para establecer mediante circular el grado de desagregación y detalle de dicha información.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, establece en su artículo 11.2 que la distribución de energía eléctrica tiene carácter de actividad regulada, y en su artículo 16.3 dispone que la retribución de la actividad de distribución se establecerá reglamentariamente y permitirá fijar la retribución que haya de corresponder a cada sujeto atendiendo a los siguientes criterios: costes de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones, energía circulada, modelo que caracterice las zonas de distribución, los incentivos que correspondan por la calidad de suministro y la reducción de las pérdidas, así como otros costes necesarios para desarrollar la actividad.

El Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, desarrolla en su Capítulo III, Sección 2.^a, el régimen económico de la actividad de distribución, el cual, según su artículo 13, tiene por objeto incentivar la mejora de la eficacia de la gestión, la eficiencia económica y técnica y la calidad del suministro eléctrico, permitiendo fijar la retribución que ha de corresponder a los distribuidores, sin perjuicio de los regímenes especiales de retribución que se establezcan de acuerdo con la Disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/1997, de 27 de diciembre, del Sector Eléctrico, en la redacción dada por el artículo 2, apartado dos, de la Ley 24/2005, de 18 de noviembre, de Reformas para el impulso a la productividad. Por su parte, en el artículo 15 del arriba mencionado Real Decreto, se detallan los elementos a considerar en la determinación de la retribución a la actividad de distribución, entre los cuales figura un modelo que caracterice las zonas de distribución, entendiendo por tal una red de referencia de distribución considerada para todo el territorio nacional, necesaria para enlazar la red de transporte con los consumidores finales de electricidad representados por su ubicación geográfica, su demanda de potencia y la tensión de alimentación. La metodología para determinar la red de referencia deberá atender a criterios de planificación eléctrica con los condicionantes propios del mercado a suministrar en cada zona. A su vez, el artículo 16 establece además que para el cálculo de la retribución se tendrán en cuenta, entre otros, tanto los costes de inversión y de operación y mantenimiento asociados a la denominada red de referencia como los relativos a las instalaciones reales de distribución.

La Orden de 14 de junio de 1999 del Ministerio de Industria y Energía, hoy Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, por la que se establece la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, concreta lo dispuesto por el Real Decreto 2819/1998, estableciendo un mecanismo para la determinación de la retribución correspondiente a cada uno de los sujetos a los que es de aplicación dicha norma.

El Real Decreto 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2001, dispone, en su artículo 8.2, que el Ministerio de Economía, hoy Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, revise los criterios de retribución a la distribución establecidos en la citada Orden de 14 de junio de 1999.

La Resolución de 1 de abril de 2005 de la Subsecretaría, por la que se dispone la publicación del Acuerdo del Consejo de Ministros de 25 de febrero de 2005, por el que se adoptan mandatos para poner en marcha medidas de impulso a la productividad, concede al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, en su mandato vigésimo primero, la determinación de la información que los distribuidores de energía eléctrica deberán remitir a la Comisión Nacional de Energía, incluyendo, entre otros, los costes de la energía eléctrica, los datos georreferenciados de los consumidores de energía eléctrica y el inventario físico de las instalaciones puestas en servicio a 31 de diciembre de 2004.

En ejecución de dicho acuerdo del Consejo de Ministros, fue publicada la Orden ITC/2670/2005, de 3 de agosto, a la que se ha hecho referencia anteriormente, y por la que se faculta a la Comisión Nacional de Energía para la emisión de esta Circular. Si bien el texto de dicha Orden Ministerial, en su artículo 5, incluye como sujetos obligados a la remisión de información a los distribuidores acogidos a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/1997, es evidente que la reciente Ley 24/2005, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso a la productividad, ha modificado de forma sustancial, respecto a estos distribuidores, el marco nor-

mativo existente a la fecha de publicación de la citada Orden de 3 de agosto de 2005, al posibilitar la duración del régimen transitorio singular establecido en la Disposición Transitoria Undécima de la Ley del Sector Eléctrico, hasta el 1 de enero de 2010. Es evidente, asimismo, que el artículo 5 de la Orden de 3 de agosto de 2005, establecía un plazo para la remisión de información por parte de estas empresas, tomando como referencia la duración del régimen transitorio singular del que viene disfrutando este grupo de empresas, según lo establecido en la Disposición Transitoria Undécima de la Ley en la redacción de la misma que estaba vigente a la fecha de publicación de la referida Orden Ministerial. Por estas razones, la presente Circular, considera incluidas en su ámbito de aplicación a las referidas empresas distribuidoras, ahora bien, en tanto se mantenga su régimen transitorio singular, se considera más conveniente no someterlas a la obligación de la remisión de la información ahora regulada, sin perjuicio de que si se modificara dicho régimen transitorio, se procedería a la adaptación de la presente Circular.

Por todo lo anterior, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía estima procedente la emisión de la presente Circular, al amparo de la facultad expresamente atribuida a esta Comisión conforme a la Disposición Adicional Undécima, Tercero.4 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

En su virtud, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 16 de febrero de 2006, acuerda:

Primero. *Sujetos a los que se solicita la información.*—Se detallan como sujetos a suministrar información, los siguientes:

1. Los sujetos sometidos al procedimiento de liquidación establecido en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, y que realizan la actividad de distribución, tal y como está definida en el artículo 36 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

2. El Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte, tal y como está definido en el artículo 6 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

Cada uno de los sujetos indicados en los párrafos anteriores designará un interlocutor único, responsable a efectos del envío de la información solicitada mediante la presente Circular, para lo cual procederá a comunicarlo mediante escrito dirigido a la Comisión Nacional de Energía, indicando como referencia «Interlocutor Circular CNE Y/2006», en el plazo de 15 días hábiles contados a partir de la entrada en vigor de la presente Circular de petición de información. En el citado escrito se incluirá: nombre y apellidos, puesto o cargo, número de teléfono, correo electrónico de contacto y dirección postal del interlocutor designado por la empresa declarante. Cualquier cambio que afecte a la designación del interlocutor responsable, así como a sus datos de referencia, se comunicará inmediatamente mediante escrito dirigido a la Comisión Nacional de Energía, indicando como referencia «Cambio de datos Interlocutor Circular CNE Y/2006».

Segundo. *Información que se solicita.*

1. Los sujetos indicados en el punto 1 del apartado Primero deberán remitir la información que a continuación se detalla:

1.1 Información que permita la caracterización del mercado de cada una de las empresas distribuidoras.

1.1.a) Información relativa a la georreferenciación de la demanda, actualizada a 31 de diciembre de 2004. Formularios 1 y 2 del Anexo IV.

1.1.b) Información relativa a la generación distribuida conectada a sus redes de distribución, actualizada a 31 de diciembre de 2004. Formulario 3 del Anexo IV.

1.2 Información que permita la caracterización de las infraestructuras empleadas para atender dichos mercados.

1.2.a) Información relativa al inventario de instalaciones de distribución existentes, actualizada a 31 de diciembre de 2004. Formularios del 9 al 20 del Anexo IV.

1.2.b) Información relativa a las instalaciones normalizadas a utilizar en el Modelo de Red de Referencia del Sistema Eléctrico Nacional, en su modalidad «Base Cero». Formularios del 21 al 25 del Anexo IV.

1.2.c) Información debidamente justificada relativa a las instalaciones normalizadas a utilizar en el Modelo de Red de Referencia del Sistema Eléctrico Nacional, en su modalidad «Incremental», las cuales se corresponderán con las instalaciones comúnmente utilizadas en la actualidad. Formularios 21 al 25 del Anexo IV.

1.3 Información económico-financiera a 31 de diciembre de 2004 que permita estimar los costes a los que se enfrentan las empresas distribuidoras en el ejercicio de su actividad (Información Regulatoria de Costes). Formularios 26 y 27 del Anexo IV.

1.4 Información de carácter contable que permita homogeneizar, a efectos retributivos, el inmovilizado a considerar para cada una de dichas

empresas distribuidoras, con objeto de evaluar adecuadamente el reconocimiento de su nivel retributivo inicial.

1.4.a) El inmovilizado bruto y neto de distribución reflejado en libros de contabilidad a 31 de diciembre de los ejercicios 1996 a 2004, ambos inclusive. Formulario 28 del Anexo IV.

1.4.b) Inventario auditado del inmovilizado de distribución, con el mayor desglose efectuado, acompañado de su valoración económica a valor histórico, para los ejercicios 1996 a 2004, ambos inclusive, en soporte informático.

1.5 Información debidamente justificada sobre las nuevas demandas previstas para cada uno de los años 2005 a 2009, ambos inclusive, detallando la georreferenciación de la nueva demanda, el volumen de inversión previsto para atenderla y el inventario de instalaciones.

1.5.a) Información relativa a las nuevas demandas previstas (crecimientos horizontales agregados de demanda), actualizada a 31 de diciembre de 2004. Formulario 4 del Anexo IV.

1.5.b) Información relativa a las nuevas demandas previstas (crecimientos horizontales singulares de demanda), actualizada a 31 de diciembre de 2004. Formulario 5 del Anexo IV.

1.5.c) Información relativa a las nuevas demandas previstas (crecimientos verticales o vegetativos agregados de demanda), actualizada a 31 de diciembre de 2004. Formulario 6 del Anexo IV.

1.5.d) Información relativa a las nuevas demandas previstas (crecimientos verticales o vegetativos singulares de demanda), actualizada a 31 de diciembre de 2004. Formulario 7 del Anexo IV.

1.5.e) Información relativa a las nuevas inversiones e instalaciones destinadas a atender los crecimientos horizontales y verticales de la demanda, actualizada a 31 de diciembre de 2004. Formulario 8 del Anexo IV.

2. El Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte deberá remitir la información que permita la caracterización de todas las infraestructuras de la red de transporte que se encuentren conectadas a la red de distribución, actualizada a 31 de diciembre de 2004. Formularios 29 y 30 del Anexo IV.

Tercero. *Requerimientos de información.*—En todo caso, la Comisión Nacional de Energía podrá recabar de los sujetos referidos en el apartado Primero cualesquiera otras informaciones adicionales que tengan por objeto aclarar el alcance y contenido de las informaciones remitidas, así como actualizar las tablas contenidas en el Anexo II.

La Comisión Nacional de Energía mantendrá actualizada en su página web la estructura de los formularios del Anexo IV, por lo que los sujetos definidos en el apartado Primero deberán consultar las posibles actualizaciones de dichos formularios, previo al envío de la información que fueren a efectuar.

Asimismo, la Comisión Nacional de Energía podrá variar los formatos o el método de recepción de la información en función de las necesidades técnicas que vayan surgiendo.

Cuarto. *Plazo de remisión de la información, dirección y forma de envío.*—Los sujetos indicados en los puntos primero y segundo del apartado Primero de la presente Circular, deberán remitir la información de todos los formularios que se les solicitan en el apartado Segundo en el plazo máximo de un mes a contar desde la publicación en la página web de la CNE de la presente Circular.

Dichos envíos se efectuarán por el interlocutor responsable definido en el apartado Primero mediante escrito dirigido a la Comisión Nacional de Energía indicando como referencia «Información Circular CNE I/2006», para lo cual se adjuntará en soporte magnético (CD-ROM o DVD) cada uno de dichos formularios cumplimentados conforme a los formatos que estén disponibles en la página web de la Comisión Nacional de Energía (www.cne.es), acompañados de una declaración jurada que responda de su veracidad. Un modelo de dicha declaración jurada será igualmente facilitado, en su caso, mediante la mencionada página web.

Quinto. *Incumplimiento de la obligación de información.*

Previa la instrucción del correspondiente procedimiento sancionador, la negativa no meramente ocasional o aislada a facilitar a la Comisión Nacional de Energía la información solicitada mediante la presente Circular podrá ser sancionada como infracción muy grave, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 60.11 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Asimismo, la negativa ocasional y aislada a facilitar a la Comisión Nacional de Energía la información solicitada mediante la presente Circular podrá ser considerada, previa la instrucción del correspondiente procedimiento sancionador, como infracción grave de conformidad con lo dispuesto en el artículo 61.1 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Sexto. *Inspecciones.*—Los sujetos obligados a remitir la información solicitada mediante la presente Circular, tienen la obligación de comprobar la veracidad de la información enviada a la Comisión Nacional de Energía.

A tal fin y de acuerdo con la Disposición Adicional Undécima, Tercero.4 segundo párrafo, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, la Comisión Nacional de Energía podrá realizar las inspecciones y verificaciones que considere necesarias con el fin de confirmar la veracidad de la información que, en cumplimiento de la presente Circular, le sea aportada.

Séptimo *Auditoría de la información remitida a la Comisión Nacional de Energía.*—La información de caracterización del mercado y de las infraestructuras y la Información Regulatoria de Costes aportada, en su caso, por los sujetos referidos en los puntos 1 y 2 del apartado Primero deberá ser auditada por un tercero independiente y remitida a la Comisión Nacional de Energía antes del 30 de junio de 2006.

No obstante, para elaborar la propuesta inicial de la metodología retributiva la Comisión Nacional de Energía utilizará la información sin auditar aportada por los sujetos referidos en los puntos 1 y 2 del apartado Primero, en las fechas establecidas en el apartado 4, utilizándose la información auditada en la primera revisión anual, aplicándose, en su caso, los intereses y/o penalizaciones que se determinen si de la información no auditada se hubiere derivado una mayor retribución de la obtenida con la información auditada.

Octavo *Confidencialidad.*—La gestión y comprobación de la información remitida será responsabilidad de la Comisión Nacional de Ener-

gía, quien deberá ponerla a disposición de la Dirección General de Política Energética y Minas cuando le sea solicitado por ésta, así como de las Comunidades Autónomas que lo soliciten en lo que sea de interés para el normal ejercicio de sus competencias.

La información estará sujeta a las siguientes normas de confidencialidad, sin perjuicio de lo dispuesto a estos efectos en la normativa vigente al respecto:

1. Como norma general, toda la información recibida tendrá carácter confidencial, salvo aquellos datos que figuren agregados.

2. La Dirección General de Política Energética y Minas y la Comisión Nacional de Energía podrán difundir la información que tenga carácter confidencial, una vez agregada y a efectos estadísticos, de forma que no sea posible la identificación de los sujetos a quienes se refiere la misma.

3. El personal que tenga conocimiento de información de carácter confidencial, estará obligado a guardar secreto respecto de la misma.

Entrada en vigor.

Lo establecido en esta Circular entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Madrid, 23 de febrero de 2006.—La Presidenta, María Teresa Costa Campí.

Se incluye adicionalmente otro formulario (el número 27 del Anexo IV) que permite a cada distribuidor establecer una declaración de criterios de reparto y asignación de las cuentas de gasto e ingreso recogidas en la Tabla 12 del Anexo II, indicando las unidades físicas (de entre las facilitadas en la Tabla 7 del Anexo II) empleadas para realizar dicho reparto por actividades y provincias.

De forma general, cuando para cubrir un formulario se haga necesario utilizar una codificación predeterminada, se remitirá a dicha codificación contenida en las tablas del Anexo II, o bien se indicará el organismo oficial de referencia para la consulta de dicha codificación.

A continuación se describen brevemente algunos de los conceptos empleados en la recopilación de la información regulatoria de costes:

- **Centro de coste:** Se define como la unidad mínima en que es posible descomponer la estructura organizativa de la empresa a efectos de gestión y seguimiento económico.
- **Opex:** Se define como la suma de los costes relacionados directa e indirectamente con las actividades de operación y mantenimiento de la empresa distribuidora, que se asignan a los centros de coste tal y como se recoge en el Anexo III sobre la base de las cuentas del Real Decreto 437/1998, de 20 de marzo, de adaptación del Plan General de Contabilidad a las empresas del Sector Eléctrico, si aplica, o del Plan General de Contabilidad, en su defecto.
- **Gastos financieros y asimilables (GFA):** Se define como la suma de los costes de naturaleza financiera de la empresa distribuidora, que se asignan a los centros de coste tal y como se recoge en el Anexo III sobre la base de las cuentas del Real Decreto 437/1998, de 20 de marzo, de adaptación del Plan General de Contabilidad a las empresas del Sector Eléctrico, si aplica, o del Plan General de Contabilidad, en su defecto.
- **Ingresos:** Se define como la suma de los ingresos obtenidos por cada uno de los centros de coste definidos en la actividad "ACTIVIDADES Y SERVICIOS CON RETRIBUCIÓN PROPIA", siendo tan sólo aplicable a dichos centros de coste. Se definen también, para cada uno de dichos centros de coste, las cuentas relacionadas del Real Decreto 437/1998 (véase el Anexo III).
- **Actividad:** Se define como una agrupación de centros de coste.

ANEXO I

INSTRUCCIONES PARA COMPLETAR LA INFORMACIÓN SOLICITADA EN LOS FORMULARIOS DEL ANEXO IV

INSTRUCCIONES PARA COMPLETAR LA INFORMACIÓN SOLICITADA EN LOS FORMULARIOS DEL ANEXO IV, EN RELACIÓN CON LA INFORMACIÓN REGULATORIA DE COSTES

1. DEFINICIONES BÁSICAS DE LA INFORMACIÓN REGULATORIA DE COSTES

La información regulatoria de costes requiere a las empresas información económico-financiera que permita homogeneizar, a efectos retributivos, el inmovilizado y los otros costes a considerar para cada una de las empresas distribuidoras, con objeto de evaluar adecuadamente el reconocimiento de su nivel retributivo inicial.¹

Todos los formularios vendrán definidos por tablas en formato ASCII. Los ficheros contendrán una fila por cada registro, y los campos estarán separados por punto y coma. En cada formulario se especifican los distintos formatos y tipos de datos que son necesarios en la información suministrada, de acuerdo con códigos SQL. Estos códigos se incluyen en las Tablas 9 y 10 del Anexo II y figuran en cada uno de los campos de los formularios facilitados en el Anexo IV.

Se requiere que las empresas desglosen los costes operativos y de capital previstos por el Plan General de Contabilidad, y en concreto por el Real Decreto 437/1998, por centro de coste, provincia y/o instalación, según el esquema recogido por los Formularios 26 y 28 del Anexo IV que se refieren, respectivamente, a la información económico-financiera de centros de coste y a las variaciones de inmovilizado. Este desglose es necesario en aras de obtener un conocimiento adecuado de la estructura de costes de cada empresa, y en particular para identificar anomalías o situaciones de sobre-costes aparentes en el marco de revisiones regulatorias futuras.

¹ Este ejercicio de homogeneización tiene su limitación principal en el hecho de que las actuales estructuras financieras de las distintas empresas distribuidoras del sector eléctrico no son comparables ni homogéneas ya que vienen heredadas de la estructura financiera de las empresas integradas verticalmente origen de las actuales empresas distribuidoras que, al tener diferencias tanto en el *mix* como en la capacidad de generación eléctrica, como en las distintas políticas financieras, tenían estructuras financieras diferentes. Además, los criterios de asignación de los activos y pasivos a las distintas actividades en el proceso de separación de negocios para adaptarse al nuevo marco legal no han sido homogéneos, y si bien los activos eléctricos estarán homogéneamente asignados, este podría no ser el caso en otras partidas que pueden afectar significativamente a los recursos necesarios. Dentro de éstos cabe destacar los criterios utilizados por las distintas empresas del sector para imputar a cada actividad o al holding conceptos tales como, entre otros, los ingresos a distribuir en varios ejercicios, fruto de subvenciones o cesiones de instalaciones, así como los impuestos anticipados y diferidos o los compromisos por pensiones causadas.

2. CRITERIOS CONTABLES A LOS EFECTOS DE LA INFORMACIÓN REGULATORIA DE COSTES

En el proceso de desglose de los costes operativos y de capital por centros de coste, provincia y/o instalación, las empresas deberán respetar los siguientes criterios generales:

- **Causalidad:** Los costes deberán ser asignados a los centros de coste que los causan u originan.
- **Objetividad:** La asignación deberá basarse, en lo posible, en criterios objetivos; en el caso de los costes indirectos, los inductores/generadores de costes deberán ser objetivos y cuantificables (véase la Tabla 7 del Anexo III)
- **Continuidad:** Salvo causa justificada, que tendrá que ser aprobada por la CNE, los criterios de asignación deberán mantenerse de año en año.
- **Transparencia:** El procedimiento de asignación deberá ser susceptible de aclaración en todas sus fases.

En conformidad con el Artículo 6 de la presente Circular, la CNE podrá realizar las verificaciones que considere necesarias con el fin de confirmar que la información aportada responde a los criterios anteriores.

A los efectos de la *información regulatoria de costes* deberán tenerse en cuenta las siguientes definiciones de Inversiones y de Compras y Gastos, de acuerdo con lo establecido en el Plan General de Contabilidad.

Inversiones:

Comprende los elementos del patrimonio destinados a servir de forma duradera en la actividad de la empresa. También se incluyen en este grupo los gastos de establecimiento y los gastos a distribuir en varios ejercicios.

Dentro de las inversiones destacan las instalaciones técnicas, que se definen como unidades complejas de uso especializado en el proceso productivo, que comprenden: edificaciones, maquinaria, material, piezas o elementos, incluidos los sistemas informáticos que, aun siendo

separables por naturaleza, están ligados, de forma definitiva, para su funcionamiento y sometidos al mismo ritmo de amortización. Se incluirán, asimismo, los repuestos o recambios válidos exclusivamente para este tipo de instalaciones.

Compras y gastos:

Se entiende por compras los aprovisionamientos de mercaderías y demás bienes adquiridos por la empresa para revenderlos, bien sea sin alterar su forma y sustancia, o previo sometimiento a procesos industriales de adaptación, transformación o construcción. Comprende también todos los gastos del ejercicio, incluidas las adquisiciones de servicios y de materiales consumibles, la variación de existencias adquiridas y las pérdidas extraordinarias del ejercicio. Los gastos son aquellos en los que incurre la empresa regular o cíclicamente en el ejercicio de sus actividades de tráfico. En el vigente Plan Contable los gastos se han incluido en las cuentas siguientes:

60	Compras
61	Variación de existencias
62	Servicios exteriores
63	Tributos (salvo lo referido al impuesto sobre los beneficios)
64	Gastos de personal
65	Otros gastos de gestión
66	Gastos financieros
67	Pérdidas procedentes del inmovilizado y gastos excepcionales
68	Dotaciones para amortizaciones
69	Dotaciones a las provisiones

2.1.- Inversiones materiales

Las inversiones materiales se valorarán por su precio de adquisición o su coste de producción. El precio de adquisición incluirá, además del importe de los cargos, liquidaciones, facturas y certificaciones de obras recibidas de los proveedores, contratistas y acreedores en general, todos los gastos adicionales de carácter no financiero que se produzcan hasta su puesta en condiciones de funcionamiento, otorgada, en su caso, mediante la correspondiente Acta de puesta en marcha.

El coste de producción de los bienes construidos por la propia empresa distribuidora se obtendrá añadiendo al precio de adquisición de las materias primas y otras materias consumibles, los demás costes directamente imputables a dichos bienes, más la parte que corresponda de los costes indirectamente imputables a los bienes de que se trata, de carácter no financiero, en la medida en que tales costes correspondan al periodo de construcción.

En todo caso, las inversiones materiales no serán objeto de amortización en tanto no entren en funcionamiento.

Se considerarán como inversiones las adquisiciones de grandes equipos de reserva por razones de seguridad, tales como transformadores de reserva y otros repuestos de gran entidad, aunque los mismos no se encuentren en funcionamiento con carácter permanente.

Las inversiones materiales históricas se habrán actualizado, en su caso, al amparo de diversas disposiciones legales, la última de ellas el Real Decreto-Ley 7/1996, de 7 de junio. El incremento de valor resultante de las operaciones de actualización se amortizará en el periodo que reste para completar la vida útil de los activos actualizados, salvo que se hayan acogido a un Plan específico o a Criterios específicos de amortización, los cuales deberán ser puestos en conocimiento del regulador.

2.2.- Vida útil de las instalaciones

Se deducirán del valor del inmovilizado las amortizaciones practicadas, las cuales se establecerán sistemáticamente en función de la vida útil de los bienes, atendiendo a la depreciación que normalmente sufren por su funcionamiento, uso y disfrute. La vida útil representará una estimación razonable del periodo durante el cual se espera que el bien produzca rendimientos con regularidad. En dicha estimación se tendrán en cuenta factores como el uso y desgaste esperado, la obsolescencia normal o, en su caso, otros límites de cualquier naturaleza (legales, etc.) que afecten a la utilización del elemento.

A los efectos de la *información regulatoria de costes*, los periodos de vida útil a considerar para las distintas instalaciones, que serán homogéneos para todas las empresas distribuidoras, sin perjuicio del criterio contable adoptado por la empresa, que en todo caso deberá ser puesto en conocimiento del regulador, serán los siguientes:

- Líneas	40
- Subestaciones	40
- Centros de Transformación	40
- Despachos de maniobras y Telecontrol	14
- Equipos de medida y control electromecánicos	30
- Equipos de medida y control estáticos	15
- Resto de instalaciones de distribución	40
- Construcciones	50
- Utilillaje	5
- Mobiliario	10
- Equipos para procesos de información	4
- Elementos de Transporte	8
- Propiedad industrial	5
- Aplicaciones informáticas	5

2.3.- Activación de gastos financieros y trabajos realizados para su inmovilizado

En aplicación del principio de prudencia, a los efectos de la *información regulatoria de costes*, no se activarán gastos financieros en el inmovilizado. No obstante, se admitirá la existencia de determinadas instalaciones que recogen en su valoración gastos financieros activados históricamente en las mismas, justificados por la financiación externa durante el periodo de construcción, que en todo caso deberán ser puestos en conocimiento del regulador.

En relación con la activación de gastos de personal, se seguirá el criterio de activar directamente en cada obra los gastos del personal directamente asignado al desarrollo y construcción de las respectivas obras. También se podrán activar como mayor valor de las nuevas instalaciones los restantes gastos del personal relacionado directa o indirectamente con la construcción de estas instalaciones. Los criterios utilizados por las empresas para la activación de gastos de personal indirectos deberán ser puestos en conocimiento del regulador, para su aprobación.

2.4.- Inversiones de nueva construcción y ampliación; sustitución o renovación; mejora. Mantenimiento.

Se entenderá como inversión de nueva construcción, aquellas que suponen la realización o incorporación de nuevas instalaciones. Esta categoría incluye las inversiones de ampliación.

Se entenderá por sustitución o renovación, aquellas que suponen una reposición del equipo o equipos principales y, por tanto, una actualización de la vida útil de la instalación. El importe de estas actuaciones se contabilizará como mayor valor del inmovilizado que se trate. Simultáneamente, se procederá a dar de baja los elementos sustituidos.

Como inversiones de mejora, se incluirán aquellas que suponen una modificación sustancial de la instalación en cuanto a sus características técnicas y, por tanto, un aumento de capacidad productiva, eficiencia productiva o alargamiento de su vida útil, sin suponer la incorporación de nuevas unidades físicas. Estas inversiones se considerarán como mayor valor del inmovilizado y deberán suponer un volumen de inversión de, al menos, el 50% del valor de reposición de la instalación.

Las inversiones realizadas por las empresas con cargo a la partida de "Planes de Calidad de Servicio" que, en su caso, incluya la tarifa eléctrica, deberán ser expresamente identificadas en la *información regulatoria de costes* a remitir por las empresas, en el centro de costes correspondiente.

Los gastos de mantenimiento, conservación y reparaciones se deberán cargar en la cuenta de pérdidas y ganancias del ejercicio en que se produzcan. El mantenimiento comprenderá las actuaciones encaminadas a conservar el elemento del inmovilizado en buenas condiciones de funcionamiento y con la misma capacidad productiva, a verificar que su estado ofrece las garantías necesarias para la continuidad del suministro en condiciones de seguridad o las originadas por averías que afectan al servicio.

2.5.- Cesiones de instalaciones

Las cesiones de instalaciones se registrarán en el activo por su valor de mercado, con abono a la cuenta "Ingresos a distribuir en varios ejercicios" que deberá imputarse a resultados en la misma medida en que se amorticen las instalaciones correspondientes.

Los gastos de mantenimiento, conservación y reparaciones correspondientes a las instalaciones cedidas serán registrados del mismo modo que para el resto de instalaciones.

2.6.- Equipos de medida y control

Los equipos de medida y control, a los efectos de la *información regulatoria de costes*, se registrarán siguiendo los criterios generales para el inmovilizado material, por lo que, al precio de adquisición de los distintos equipos de medida y control se añadirán todos los costes directamente imputables a dichos bienes.

Siguiendo la normativa contable, al precio de adquisición de los equipos de medida y control se añadirán todos los gastos adicionales que se produzcan hasta su puesta en funcionamiento, incluyendo los costes de montaje y logística de tales equipos de medida y control.

En las operaciones de sustitución de equipos de medida y control por otros nuevos, se considerará que un 50% corresponde a la operación de retirada del equipo antiguo (gasto) y el otro 50% afecta al montaje del equipo nuevo (inversión).

2.7.- Energía Pendiente de Facturación

Dentro del importe neto de la cifra de negocios de la cuenta de pérdidas y ganancias, se incluirá una estimación de la energía suministrada a clientes que se encuentra pendiente de facturación, dado que el periodo habitual de lectura de los equipos de medida no coincide con el cierre de los estados financieros del ejercicio. A tales efectos las empresas distribuidoras deberán presentar el detalle de los criterios utilizados para dicha estimación.

2.8.- Ingresos a distribuir en varios ejercicios

Se incluirán en este capítulo las subvenciones de capital devengadas al amparo de lo previsto en los Convenios firmados con las Administraciones Públicas, los ingresos recibidos por derechos de acometida, correspondiente a las inversiones de extensión necesarias para hacer posibles los nuevos suministros, así como las instalaciones cedidas por terceros.

Estos conceptos se imputarán a resultados en la misma proporción en que se amorticen los bienes que se han adquirido con cargo a dicha subvención.

2.9.- Derechos de acceso, de enganche y de verificación y alquileres de equipos de medida y control

Los ingresos por derechos de acceso, por derechos de enganche, por derechos de verificación, y por alquiler de equipos de medida y control se registrarán como ingresos del ejercicio en que se devengan.

2.10.- Penalizaciones por calidad

Las penalizaciones por calidad de servicio y calidad de atención al cliente establecidos en la normativa vigente, por tener la condición de bonificación, se registrarán como un menor importe de la cifra de negocios, tal y como establece el Plan General de Contabilidad en su adaptación al Sector Eléctrico. Esta partida deberá ser desagregada a nivel provincial en las diferentes zonas que a estos efectos establece el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, o norma que lo sustituya.

Adicionalmente, el resto de reclamaciones de los clientes que, en su caso, den lugar a indemnizaciones, se registrarán como un coste operativo adicional según su naturaleza.

2.11. Programas nacionales de gestión de la demanda

Los costes incurridos por las empresas con cargo a la partida de "Programas nacionales de gestión de la demanda" que, en su caso, incluya la tarifa eléctrica, deberán ser expresamente identificados en la *información regulatoria de costes* a remitir por las empresas.

3. DESAGREGACIÓN DE LA INFORMACIÓN REGULATORIA DE COSTES

3.1.- Por tipo de Actividad

La desagregación de la *información regulatoria de costes* atenderá a las siguientes Actividades:

3.1.1.- Actividad de planificación y desarrollo de red

Se englobarán dentro de esta categoría los siguientes centros de coste, identificando para cada uno de ellos el coste correspondiente de Opex y de GFA.

COD_CECO	DENOMINACIÓN CENTRO DE COSTE
C1	PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DE RED
C101	Planificación de activos e instalaciones
C102	Construcción de activos e instalaciones
C103	Inspección y control de nuevas instalaciones
C106	Gastos financieros de planificación y desarrollo de red

3.1.2.- Actividad de operación de red

Se englobarán dentro de esta categoría los siguientes centros de coste, identificando para cada uno de ellos el coste correspondiente de Opex y de GFA.

COD_CECO	DENOMINACIÓN CENTRO DE COSTE
C2	OPERACIÓN
C201	Gestión de las solicitudes de nuevos suministros
C202	Inspección y control de operación
C203	Operación de centros de control y operación local

3.1.3.- Actividad de mantenimiento

Se englobarán dentro de esta categoría los siguientes centros de coste, identificando para cada uno de ellos el coste correspondiente de Opex y de GFA.

COD_CECO	DENOMINACIÓN CENTRO DE COSTE
C31	MANTENIMIENTO PREVENTIVO
C311	Mantenimiento preventivo de instalaciones
C32	MANTENIMIENTO CORRECTIVO
C321	Mantenimiento correctivo de instalaciones

3.1.4.- Actividad de gestión de la energía

Se englobarán dentro de esta categoría los siguientes centros de coste, identificando para cada uno de ellos el coste correspondiente de Opex y de GFA.

COD_CECO	DENOMINACIÓN CENTRO DE COSTE
C4	GESTIÓN DE LA ENERGÍA
C401	Gestión de compras de energía
C402	Gestión de las liquidaciones de los ingresos regulados
C403	Actuaciones con cargo a programas de Gestión de la Demanda

3.1.4.- Actividad de gestión de la calidad y del medio ambiente

Se englobarán dentro de esta categoría los siguientes centros de coste, identificando para cada uno de ellos el coste correspondiente de Opex y de GFA.

COD_CECO	DENOMINACIÓN CENTRO DE COSTE
C5	GESTIÓN DE LA CALIDAD Y DEL MEDIO AMBIENTE
C501	Gestión de la calidad de los servicios de red
C502	Eficiencia energética
C503	Gestión medioambiental

3.1.5.- Actividad de gestión comercial

Se englobarán dentro de esta categoría los siguientes centros de coste, identificando para cada uno de ellos el coste correspondiente de Opex y de GFA.

COD_CECO	DENOMINACIÓN CENTRO DE COSTE
C6	GESTIÓN COMERCIAL
C601	Gestión y control de ATRs de distribución
C602	Lectura, tratamiento y puesta a disposición de la información
C603	Inspecciones y control de fraudes
C604	Facturación
C605	Cobros
C606	Gestión de Impagados
C607	Atención al cliente en oficinas comerciales
C608	Centros de atención telefónica

3.1.5.- Actividades y servicios con retribución propia

Se englobarán dentro de esta categoría los siguientes centros de coste, identificando para cada uno de ellos el coste correspondiente de Opex y de GFA.

COD_CECO	DENOMINACIÓN CENTRO DE COSTE
C7	ACTIVIDADES Y SERVICIOS CON RETRIBUCIÓN PROPIA
C704	Costes de realización de acometidas
C705	Costes de contratación de nuevos suministros
C706	Retranquos y trabajos por cuenta de terceros
C711	Costes por gestión de compra de equipos de medida (ofertas, evaluación, adjudicación y recepción)
C712	Coste por verificación inicial de equipos de medida
C713	Costes por conexión, precintado y pruebas de puesta en servicio de equipos de medida
C714	Otros costes de adquisición de equipos de medida (gestión de stocks, almacenamiento y transporte)
C715	Costes de actualización anual de calendario de festivos y cambio de horario de verano a invierno en emisoras de medida
C716	Costes de parametrización de equipos de medida ante cambios en las condiciones del contrato
C717	Costes de desinstalación de equipos de medida averiados
C718	Costes de verificación sistemática o periódica de equipos de medida
C719	Costes derivados de PLC

3.1.5.- Actividades y servicios de estructura

Se englobarán dentro de esta categoría los siguientes centros de coste, identificando para cada uno de ellos el coste correspondiente de Opex y de GFA.

COD_CECO	DENOMINACIÓN CENTRO DE COSTE
C8	SERVICIOS DE ESTRUCTURA
C801	Asesoría jurídica
C802	Comunicación
C803	Regulación
C804	Control interno de gestión de riesgos
C805	Gestión de aprovisionamientos
C806	Gestión de recursos humanos
C807	Información financiera
C808	Sistemas y telecomunicaciones
C809	Servicios Generales y gestión de edificios, locales y terrenos
C810	Investigación y Desarrollo

3.2.- Por ámbito geográfico

La información aportada relativa al Opex y GFA de cada uno de los centros de coste que se detallan en la *información regulatoria de costes* atenderá a los siguientes ámbitos geográficos.

3.2.1.- A nivel empresa

Se declararán a nivel empresa los siguientes centros de coste:

COD_CECO	DENOMINACIÓN CENTRO DE COSTE
C106	Gastos financieros de planificación y desarrollo de red
C401	Gestión de compras de energía
C402	Gestión de las liquidaciones de los ingresos regulados
C608	Centros de atención telefónica
C711	Costes por gestión de compra de equipos de medida (ofertas, evaluación, adjudicación y recepción)
C720	Costes derivados de PLC
C801	Asesoría jurídica
C802	Comunicación
C803	Regulación
C804	Control interno de gestión de riesgos
C805	Gestión de aprovisionamientos
C806	Gestión de recursos humanos
C807	Información financiera
C808	Sistemas y telecomunicaciones
C809	Servicios Generales y gestión de edificios, locales y terrenos
C810	Investigación y Desarrollo

3.2.2.- Nivel provincial

Se declararán a nivel provincial los siguientes centros de coste:

COD_CECO	DENOMINACIÓN CENTRO DE COSTE
C101	Planificación de activos e instalaciones
C102	Construcción de activos e instalaciones
C103	Inspección y control de nuevas instalaciones
C201	Gestión de las solicitudes de nuevos suministros
C202	Inspección y control de operación
C203	Operación de centros de control y operación local
C311	Mantenimiento preventivo de instalaciones
C321	Mantenimiento correctivo de instalaciones
C403	Actuaciones con cargo a programas de Gestión de la Demanda
C501	Gestión de la calidad de los servicios de red
COD_CECO	DENOMINACIÓN CENTRO DE COSTE
C502	Eficiencia energética
C503	Gestión medioambiental
C601	Gestión y control de ATRs de distribución
C602	Lectura, tratamiento y puesta a disposición de la información
C603	Inspecciones y control de fraudes
C604	Facturación
C605	Cobros
C606	Gestión de impagados
C607	Atención al cliente en oficinas comerciales
C704	Costes de realización de acometidas
C705	Costes de contratación de nuevos suministros
C706	Retranqueos y trabajos por cuenta de terceros
C712	Coste por verificación inicial de equipos de medida
C713	Costes por conexión, precintado y pruebas de puesta en servicio de equipos de medida
C714	Otros costes de adquisición de equipos de medida (gestión de stocks, almacenamiento y transporte)
C715	Costes de actualización anual de calendario de festivos y cambio de horario de verano a invierno en equipos de medida
C716	Costes de parametrización de equipos de medida ante cambios en las condiciones del contrato
C717	Costes de desinstalación de equipos de medida averiados
C718	Costes de verificación sistemática o periódica de equipos de medida

3.3.- Por tipo de instalaciones

La desagregación de los costes correspondientes a los centros de coste definidos en la *información regulatoria de costes* atenderá a los tipos de instalaciones que se detallan a continuación, siempre y cuando los mismos deban desglosarse por instalaciones, véanse tablas 4a y 4b del Anexo II.

En todos los casos, además de la información de carácter económico deberá aportarse información relativa a las unidades físicas puestas en servicio (para líneas: nº de kilómetros con un decimal; para subestaciones y centros de transformación: nº de posiciones, MVA y MVA_r) habilitándose espacio al efecto en cada una de las tablas.

Los costes de los elementos comunes tales como terrenos, edificios, cerramientos, etc. deberán imputarse de manera proporcional a los saldos brutos de cada categoría de tensión.

Los centros de coste que deberán ser declarados por tipo de instalación, son los siguientes:

COD_CECO	DENOMINACIÓN CENTRO DE COSTE
C102	Construcción de activos e instalaciones
C311	Mantenimiento preventivo de instalaciones
C321	Mantenimiento correctivo de instalaciones
C602	Lectura, tratamiento y puesta a disposición de la información
C704	Costes de realización de acometidas
C706	Retranqueos y trabajos por cuenta de terceros
C711	Costes por gestión de compra de equipos de medida (ofertas, evaluación, adjudicación y recepción)
COD_CECO	DENOMINACIÓN CENTRO DE COSTE
C712	Coste por verificación inicial de equipos de medida
C713	Costes por conexión, precintado y pruebas de puesta en servicio de equipos de medida
C715	Costes de actualización anual de calendario de festivos y cambio de horario de verano a invierno en
C716	Costes de reparimetrización de equipos de medida ante cambios en las condiciones del contrato
C717	Costes de desinstalación de equipos de medida averiados
C718	Costes de verificación sistemática o periódica de equipos de medida

INSTRUCCIONES PARA COMPLETAR LA INFORMACIÓN SOLICITADA EN LOS FORMULARIOS DEL ANEXO IV, EN RELACIÓN CON LA INFORMACIÓN A UTILIZAR POR EL MODELO DE RED DE REFERENCIA

1. INSTRUCCIONES GENERALES

A continuación se facilitan indicaciones genéricas para completar la información solicitada en los formularios del Anexo IV, relativos a información técnica.

Todos los formularios vendrán definidos por tablas en formato ASCII. Estas tablas incluirán datos de la ubicación y las características técnicas de los elementos de la red. Los ficheros

contendrán una fila por cada registro, y los campos estarán separados por punto y coma. En cada formulario se especifican los distintos formatos y tipos de datos que son necesarios en la información suministrada, de acuerdo con códigos SQL. Estos códigos se incluyen en las Tablas 9 y 10 del Anexo II y figuran en cada uno de los campos de los formularios facilitados en el Anexo IV.

Las coordenadas UTM contenidas en las tablas deben estar referidas al huso 30. Los códigos de identificación de las compañías distribuidoras serán los obtenidos del Registro de Distribuidores del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, que figuran en la Tabla 1 del Anexo II; la última actualización disponible de dicho Registro puede ser consultada en la página web del MITyC.

La codificación de municipios y provincias será la utilizada por el Instituto Nacional de Estadística (para los formularios de información económica se facilita una codificación provincial análoga en la Tabla 3 del Anexo II).

En las tablas que incluyen códigos nodales es importante que éstos sean coherentes entre sí y que no haya duplicidades en los mismos, de forma que exista una relación biunívoca con los nudos de la topología real de la red. Puede darse el caso de que distintos clientes tengan el mismo código de nudo, por estar asociados a la misma acometida, pero en ese caso la localización geográfica (coordenadas) de dichos clientes debe ser la misma. Además, las coordenadas suministradas deben ser coherentes con la información correspondiente a los municipios en los que están situados los clientes. Las redes declaradas deben ser coherentes y cumplir con los requisitos de conectividad necesarios para que se puedan suministrar las demandas georreferenciadas, que además deben tener unos valores de demanda lógicos (esto es, debes ser tales que se pueda suministrar la demanda con las instalaciones disponibles en el nivel de tensión correspondiente).

Para comprobar la coherencia de los datos de red suministrados, se exigirá la convergencia un flujo de cargas en las redes suministradas. Este flujo de cargas se realizará con niveles demanda del 5% de las potencias contratadas.

Los datos que no verifiquen los requisitos anteriormente mencionados serán devueltos para su corrección.

Independientemente y de forma adicional a la aplicación de la codificación normalizada propuesta en el apartado siguiente, cada instalación informada recibirá un código individual libremente asignado por cada empresa y cuyo registro queda detallado en los formularios descritos en el Anexo IV, recibiendo la denominación de "código de subestación", "código de centro de transformación", "código del nudo", "código de tramo", "código de máquina", etc. Dicho código consistirá en un identificador alfanumérico único para cada instalación (se considerarán como máximo 20 caracteres) y aplicable a lo largo de la vida útil de cada uno de los elementos informados en todas las sucesivas declaraciones de información que se hayan de realizar ante esta Comisión.

Cuando en los formularios se solicite el "Año de incorporación" o "Año de incorporación en la base de datos" se entenderá por tal el ejercicio en que la información contenida en dicho formulario ha sido declarada a esta Comisión con motivo de la presente Circular. En este caso, se referirá al año 2006.

Cualquier campo se declarará como NULL, cuando no se disponga de valor a aportar.

2.- CÓDIGO DE IDENTIFICACIÓN NORMALIZADA DE INSTALACIONES

Se describen en adelante los criterios a seguir para clasificar las principales instalaciones de distribución (y subestaciones de transporte que son fuente de las redes de distribución) en un conjunto normalizado de categorías predefinidas. Esta clasificación será utilizada como parte integrante de la trazabilidad de la relación cliente-red.

El Código de Identificación Normalizada de Instalaciones (CINI) constará de un total de siete caracteres.

El primero está prefijado y será la letra "I" (i mayúscula). Las cinco posiciones siguientes serán números y la última posición un carácter alfanumérico. A continuación se describe el significado asignado a cada una de las seis últimas posiciones de la codificación, por tipo de instalación. (La Tabla 6 del Anexo II recoge el desglose de clasificación de instalaciones según la codificación propuesta.)

2.1.- Primera posición

La primera posición podrá adoptar los valores de 1 a 3, en función de la actividad a la que se adscriba la instalación en cuestión, según el siguiente orden:

1. Instalaciones adscritas a la gestión de redes de transporte
2. Instalaciones adscritas a la gestión de redes de distribución
3. Instalaciones adscritas a la gestión comercial de suministros

2.2.- Segunda posición

La segunda posición podrá adoptar los valores de 0 a 7 más el 9, en función del grupo de instalación en que se encuadre la instalación en cuestión, según el siguiente orden:

0. Líneas
1. Subestaciones de transformación
2. Centros de transformación
3. Despachos de maniobra y centros de control de energía
4. Condensadores
5. Reguladores de tensión
6. Equipos de fiabilidad
7. Brigadas de mantenimiento
8. [código libre]
9. Otras instalaciones técnicas de energía eléctrica

2.3.- Tercera posición

La tercera posición podrá adoptar los valores de 0 a 5, en función del mayor nivel de tensión de servicio al que se conecte la instalación, según el siguiente orden de tensiones decrecientes en kV (U):

0. $U \geq 400$ kV
1. $220 \text{ kV} \leq U < 400$ kV
2. $110 \text{ kV} \leq U < 220$ kV
3. $36 \text{ kV} \leq U < 110$ kV
4. $1 \text{ kV} \leq U < 36$ kV
5. $U < 1$ kV

2.4.- Cuarta posición

La cuarta posición, en el caso de subestaciones y centros de transformación, tendrá igual tratamiento que la tercera posición, pero aplicado al secundario de la transformación, en el caso de los centros de transformación, y a la mayor de las tensiones de servicio restantes (excluida, se entiende, la definida por la posición anterior) en el caso de las subestaciones.

Para el caso de las líneas, podrá adoptar valores de 0 a 9, en función del modo de instalación y del número de circuitos empleados, según el siguiente orden:

1. Línea tensada sobre poste, un circuito
2. Línea tensada sobre poste, doble circuito
3. Línea tensada sobre poste, más de dos circuitos
4. Línea apoyada sobre fachada, un circuito
5. Línea apoyada sobre fachada, doble circuito
6. Línea apoyada sobre fachada, más de dos circuitos
7. Línea subterránea, un circuito
8. Línea subterránea, doble circuito
9. Línea subterránea, más de dos circuitos

2.5.- Quinta posición

La quinta posición permite una clasificación cualitativa cuyo significado depende del tipo de instalación:

Para líneas, puede adoptar los valores de 1 a 3, según se trate de tendidos en configuración simple, dúplex o triplex.

Para subestaciones de transformación, puede adoptar los valores 1 ó 2, según se trate de una instalación convencional o blindada, respectivamente.

Para centros de transformación, puede adoptar los valores de 1 a 3, según se trate de una instalación de intemperie, de caseta o ubicada en un local, ya sea en superficie o subterráneo, respectivamente.

Para equipos de fiabilidad, puede adoptar los valores de 1 a 4, según se trate de seccionadores, reconectores, teleseñalizadores, fusibles o seccionadores, respectivamente.

2.6.- Sexta posición

La sexta posición permite una clasificación de detalle que permite crear categorías por rangos de potencia, tipo de conductor o, en el caso de aparatos de medida, por tipo de equipo.

Para las subestaciones de transformación en servicio de transporte, se adoptará la siguiente codificación, ordenada en el sentido de las potencias crecientes en MVA (S) (potencias aparentes instaladas totales del conjunto de transformadores de potencia en explotación):

- A. $S < 150$ MVA
- B. $150 \leq S < 300$ MVA
- C. $300 \leq S < 450$ MVA
- D. $450 \leq S < 600$ MVA
- E. $600 \leq S < 800$ MVA
- F. $800 \leq S < 1000$ MVA
- G. $1000 \leq S < 1200$ MVA
- H. $1200 \leq S < 1500$ MVA
- I. $1500 \leq S < 1800$ MVA
- J. $S \geq 1800$ MVA

Para las subestaciones de transformación en servicio de distribución, se adoptará la siguiente codificación, ordenada en el sentido de la siguiente codificación, ordenada en el sentido de las potencias aparentes instaladas crecientes en MVA (S):

- A. $S < 5$ MVA
- B. $5 \leq S < 10$ MVA
- C. $10 \leq S < 15$ MVA
- D. $15 \leq S < 20$ MVA
- E. $20 \leq S < 25$ MVA
- F. $25 \leq S < 30$ MVA
- G. $30 \leq S < 40$ MVA
- H. $40 \leq S < 60$ MVA
- I. $60 \leq S < 80$ MVA
- J. $80 \leq S < 100$ MVA
- K. $100 \leq S < 120$ MVA
- L. $120 \leq S < 150$ MVA
- M. $S \geq 150$ MVA
- Z. Centros de reparto o reflexión.

Para los centros de transformación, se adoptará la siguiente codificación, ordenada en el sentido de las potencias aparentes instaladas crecientes en kVA (S):

- A. $S < 15$ kVA
- B. $15 \leq S < 25$ kVA
- C. $25 \leq S < 50$ kVA
- D. $50 \leq S < 100$ kVA
- E. $100 \leq S < 250$ kVA
- F. $250 \leq S < 400$ kVA
- G. $400 \leq S < 630$ kVA
- H. $630 \leq S < 1000$ kVA
- I. $S \geq 1000$ kVA

Para los condensadores se adoptará la siguiente codificación, ordenada en el sentido de las potencias reactivas crecientes en MVAR (Q):

- A. $Q < 1$ MVAR
- B. $1 \leq Q < 5$ MVAR
- C. $5 \leq Q < 10$ MVAR
- D. $10 \leq Q < 20$ MVAR
- E. $20 \leq Q < 30$ MVAR
- F. $30 \leq Q < 40$ MVAR
- G. $40 \leq Q < 50$ MVAR
- H. $Q \geq 50$ MVAR

Para los equipos de medida, se adoptará la siguiente codificación:

- A. Monofásico simple tarifa 1.0
- B. Monofásico simple tarifa 2.0
- C. Trifásico o doble monofásico simple tarifa
- D. Monofásico doble tarifa
- E. Trifásico o doble monofásico doble tarifa
- F. Trifásico o doble monofásico triple tarifa
- G. Reactiva Monofásico
- H. Reactiva Trifásico
- I. Maxímetro Monofásico
- J. Maxímetro Trifásico
- K. Tipo I
- L. Tipo II
- M. Tipo III
- N. Tipo IV. Actual
- O. Tipo IV. 6 periodos
- P. Tipo IV. Horario
- Q. Tipo V. Actual
- R. Tipo V. 6 periodos
- S. Tipo V. Horario
- T. Contactor
- U. Reloj conmutador
- V. ICP por polo
- Z. Otros (debiendo ser justificado)

3. DESCRIPCIÓN DE LOS FORMULARIOS

A continuación se comenta el contenido y particularidades de los formatos que servirán de patrón para elaborar los ficheros en que se recopilará la información.

3.1.-Formularios relacionados con la generación y la demanda

Se trata de los formularios correspondientes a los datos de clientes (formularios 1 y 2), generadores distribuidos (formulario 3) y previsiones de demanda futura (formularios 4 al 7).

En relación con las nuevas demandas previstas, se distinguirá entre crecimientos horizontales de demanda (aquellos que suponen una expansión de la red, formularios 4 y 5) y crecimientos verticales de demanda (aumento en el consumo de clientes ya existentes, formularios 6 y 7). A su vez, se distinguirá entre crecimientos de demanda agregados (agrupaciones de cargas, como urbanizaciones o polígonos, formularios 4 y 6), donde se considerarán los conjuntos previstos de nuevos clientes como un único punto a alimentar por la compañía distribuidora y crecimientos de carga singulares (en caso de que se disponga de información individual por cliente, en principio sólo de clientes suministrados en alta tensión, formularios 5 y 7).

El formulario 8 corresponde al volumen de inversión previsto, detallado por tipo de instalación que tiene previsto realizar la empresa para atender los incrementos de demanda que ha declarado en los formularios 4 al 7.

3.2.-Formularios relacionados con la topología y características de la red

Los formularios 7 y 8 recogen sendos tipos de archivo ASCII a utilizar para describir la topología de la red real y sus atributos. En el formulario 9 se recogen todos los tramos de la red, incluyendo para cada tramo su código y las coordenadas geográficas por las que discurre su trazado. El formato a utilizar en el formulario 9 es el estándar "Arc/Info Generate Format". Cada tramo vendrá identificado por una serie de líneas: la primera se reserva para el código del tramo, y las siguientes se utilizan para enumerar los vértices de los segmentos de los que consta cada tramo de la red. El final de cada tramo se indicará mediante la palabra "END".

En el formulario 10 se describen los atributos de cada uno de los tramos anteriormente definidos. No se requiere en este formulario la aportación de datos referentes a líneas de tensión inferior a 1 kV. En este fichero, así como en todos los que incluyen información acerca de tasas de avería de instalaciones, la tasa de fallos y el tiempo de reparación se indican mediante conjuntos de tres valores, para modelar mejor la incertidumbre asociada a estos datos. Se aportarán el valor mínimo, el valor medio y el valor máximo que pueden tomar estos datos. En el tiempo de reparación, se indicará el intervalo de tiempo que transcurre desde que la brigada llega al lugar donde se ha producido la avería hasta que la soluciona.

3.3.-Formularios relacionados con el inventario de instalaciones reales

Los Formularios 11 y 12 se refieren a Centros de Transformación. A diferencia de la librería de instalaciones normalizadas, estas tablas no tienen que ser genéricas para un conjunto de CC.TT., sino que cada CT instalado puede tener características distintas a los demás. Para modelar adecuadamente la fiabilidad de los CC.TT., se aportarán sendos formularios relacionados, indexados a través del código del CT. De esta forma, se dispondrá de la potencia instalada por cada unidad en cada CT. Al disponer de esta información, se podrá calcular la potencia garantizada de cada CT aplicando el criterio (n-1). Al utilizar dos tablas, se consigue mantener fijo el número de campos necesarios en las mismas. A continuación se muestra un ejemplo de la información aportada correspondiente a la potencia instalada en cada unidad de los CC.TT. (Formulario 12): se facilitan dos CCTT, el primero de ellos tiene una unidad y el segundo tiene dos unidades instaladas:

Código CT	Potencia unidad (kVA)
Código CT 1	Potencia de la unidad 1 del CT 1
Código CT 1	Potencia de la unidad 2 del CT 1
Código CT 2	Potencia de la unidad 1 del CT 2

Los formularios 13 y 14 se refieren a Subestaciones AT/MT; dichos formularios también estarán relacionados entre sí. Además del motivo de la fiabilidad, en las subestaciones AT/MT inventariadas es necesario disponer de dos tablas para tener en cuenta los niveles de tensión existentes en la red MT. Por este motivo, se deberán incluir las salidas de las subestaciones en distintos niveles de tensión. El formato seguido es similar al ya indicado para los CC.TT. Adicionalmente, se aportará una tabla (Formulario 14) en la que se indicarán los

tramos y que por ello tienen un código de nudo asociado. Por otra parte, se denominan nudos frontera aquellos nudos que conectan las redes pertenecientes a dos compañías distribuidoras distintas.

En el formulario 20, se solicita a las empresas que declaren la conectividad del cliente con la red de distribución.

3.4.-Formularios relacionados con la librería de instalaciones normalizadas

Los formularios 21 a 25 se refieren a una librería de instalaciones tipo. A diferencia de las instalaciones inventariadas, esta librería constituye un catálogo limitado de instalaciones posibles, recogido en la Tabla 8.

El objetivo de estos formularios es disponer de información acerca de los parámetros técnicos y económicos que caracterizan el funcionamiento y coste de estos equipos. Se solicita información de todo el catálogo propuesto a todas las empresas distribuidoras sujetas a la presente Circular. No obstante, se habilita en cada formulario un último campo que cada empresa deberá cubrir como verdadero sólo si en la actualidad el equipo en cuestión es de uso habitual en sus nuevos desarrollos.

De esta manera se pretende disponer de un amplio conjunto de valores de referencia que describan suficientemente las instalaciones propuestas sin obviar el hecho de que, en el normal desarrollo de su actividad, y en base a principios de gestión generalmente aceptados, las compañías tienden a seleccionar un número restringido de equipos en la expansión y/o renovación de sus redes.

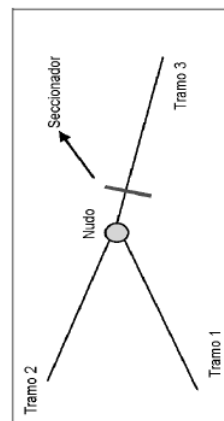
De lo anterior se sigue que, en lo que a la información de instalaciones tipo o normalizadas se refiere, la obligación generalmente establecida por el punto séptimo de la presente Circular de someter a la auditoría de un tercero independiente la información remitida a esta Comisión, se centrará fundamentalmente en aquellos equipos que cada empresa identifique como de normal utilización en el presente, limitándose su alcance en el resto de equipos relacionados a comprobar la razonabilidad de los valores proporcionados según la información de mercado disponible y su mejor saber y entender.

transformadores instalados en cada subestación, indicando sus niveles de tensión, potencia instalada (en el caso de transformadores de tres arrollamientos, la potencia a indicar es la de los dos arrollamientos de menor tensión) y el número de salidas de MT existentes.

Código subestación	Transformador	Tensión lado alta (kV)	Tensión lado baja (kV)	Número de salidas en MT	Potencia del transformador (MVA)
Código 1	T1	132	15	3	60
Código 1	T1	132	20	5	80
Código 1	T2	132	66	0	150
Código 2	T1	66	20	4	20

La tabla presentada muestra un ejemplo para dos subestaciones. La primera de ellas tiene dos transformadores (T1 y T2), el primero de ellos es de 3 arrollamientos con salidas en 15 y 20kV, y el segundo de 2 arrollamientos y transformación 66/132kV. La segunda subestación tiene un solo transformador con cuatro salidas en 20 kV.

En cuanto a los elementos de protección (Formulario 15), es necesario indicar el tramo al que afecta el elemento de protección, pues puede darse el caso de que en un mismo nudo confluyan varios tramos, de forma que el elemento de protección sólo afecte a uno de ellos. Este caso se ilustra con un ejemplo en la figura:



Los formularios 16 y 17 se refieren, respectivamente, a condensadores y reguladores de tensión.

Los formularios 18 y 19 se dedican a recabar información de nudos topológicos y nudos frontera, respectivamente. Se denominan nudos topológicos aquellos nudos de la red que no tienen ningún elemento, generación ni demanda asociadas, pero en los que confluyen varios

ANEXO II
CÓDIGOS DE TABLAS
TABLA I
CÓDIGOS DE DISTRIBUIDORES
(COD_DIS)

El Formulario 21 trata de conductores, ya sean estos de BT, MT ó AT, en tanto que el formulario 22 se refiere a Centros de Transformación y el formulario 23 a Subestaciones. Los comentarios anteriormente vistos en relación con la tasa media de fallo y los tiempos de reparación son igualmente de aplicación aquí. Los formularios 24 y 25 se refieren a equipos de mejora de fiabilidad y condensadores normalizados, respectivamente.

3.5.-Formularios relacionados con las subestaciones de transporte fuentes de la red de distribución

En los formularios 29 y 30, de forma análoga a como se vio anteriormente en relación con las subestaciones procedentes de inventario, para modelar adecuadamente la fiabilidad de las subestaciones de transporte, será necesario indicar la potencia de cada una de las máquinas de la subestación. Para que el número de campos de las tablas sea fijo, se utilizarán dos tipos de formularios que estarán indexados a través del código de las subestaciones. El segundo tipo de tablas indicará la potencia instalada por cada máquina de las subestaciones. A continuación se muestra un ejemplo para dos subestaciones. La primera de ellas tiene dos máquinas, y la segunda, una.

Código subestación	Potencia de máquina	Tensión de salida
Código 1	Potencia de la máquina 1 de la subestación 1	Tensión de baja de la máquina 1 de la subestación 1
Código 1	Potencia de la máquina 2 de la subestación 1	Tensión de baja de la máquina 2 de la subestación 1
Código 2	Potencia de la máquina 1 de la subestación 2	Tensión de baja de la máquina 1 de la subestación 2

Con la información aportada en estas tablas, se podrá calcular la potencia firme de las subestaciones, entendiéndose en este contexto por tal, la potencia que pueden aportar en el caso de que falle la mayor máquina (criterio n-1).

COD_DIS	RAZÓN SOCIAL
R1-284	AFRODISIO PASCUAL ALONSO, S.L.
R1-014	AGRENERGÍA ELÉCTRICA, S.A.
R1-310	AGrupación Distribuidora de Escuer, S.L.
R1-055	AGUAS DE BARBASTRO ELÉCTRICIDAD, S.A.
R1-301	ALARCON NAVARRO EMPRESA ELÉCTRICA, S.L.
R1-191	ALSET ELÉCTRICA, S.L.
R1-043	ANSELMO LEON DISTRIBUCION, S.L.
R1-184	ANTOLINA RUIZ RUIZ, S.L.U.
R1-179	ARAGONESA DE ACTIVIDADES ENERGÉTICAS, S.A. (AAESA)
R1-302	ARAMAOKO ARGINDAR BANATZILEA, S.A.
R1-308	ARAXES ARGINDARRA, S.L.
R1-111	AURORA GINER REIG, S.L.
R1-003	BARRAS ELÉCTRICAS GALAICO-ASTURIANAS S.A.
R1-015	BASSOLS ENERGIA, S.A.
R1-083	BERRUTZA, S.A.
R1-084	BLAZQUEZ, S.L.
R1-180	CASIMIRO MARCIAL CHACON E HIJOS, S.L.
R1-085	CENTRAL ELÉCTRICA MITIANS, S.L.
R1-307	CENTRAL ELÉCTRICA DE POZO LORENTE, S. L.
R1-242	CENTRAL ELÉCTRICA INDUSTRIAL, S.L.
R1-210	CENTRAL ELÉCTRICA SAN ANTONIO, S.L.
R1-086	CENTRAL ELÉCTRICA SAN FRANCISCO, S.L.
R1-022	CENTRAL ELÉCTRICA SESTILO Y CIA, S.A.
R1-324	COMMODITY ENERGIA 2002, S.L.
R1-044	COMPañA DE ELÉCTRICIDAD DEL CONDADO, S.A.
R1-068	COMPañA DE ELÉTRIFICACION, S.L.
R1-253	COMPañA ELÉCTRICA DE PEREZ, S.L.
R1-027	COMPañA MEHLLENSE DE GAS Y ELÉCTRICIDAD, S.A.
R1-150	COOPERATIVA ELÉCTRICA DE CASTELLAR, S.C.V.
R1-024	COOPERATIVA ELÉCTRICA ALBORENSE, S.A.
R1-151	COOPERATIVA ELÉCTRICA BENEFICA ALBATERENSE, COOP. V.
R1-063	COOPERATIVA ELÉCTRICA BENEFICA CATRALENSE, COOP. V.
R1-153	COOPERATIVA POPULAR DE FLUIDO ELÉCTRICO DE CAMPRDON S.C.C.L.
R1-162	DELGICH, S.L.
R1-163	DIELEC GUERRERO LORENTE, S.L.
R1-106	DIELENOR, S.L.
R1-053	DIELESUR, S.L.
R1-164	DISTRIBUCION DE ELÉCTRICIDAD VALLE DE SANTA ANA, S.L.

COD_DIS	RAZÓN SOCIAL	COD_DIS	RAZÓN SOCIAL
R1-271	DISTRIBUCION ELECTRICA DE ALCOIUCHA, S.L.	R1-070	ELECTRA DE CABALAR, S.L.
R1-087	DISTRIBUCION ELECTRICA LAS MERCEDES, S.L.	R1-064	ELECTRA DE CARBAYIN, S.A.
R1-240	DISTRIBUCION ENERGIA ELECTRICA DE PARCENT, S.L.	R1-311	ELECTRA DE JALLAS, S.A.
R1-245	DISTRIBUCION Y ELECTRICA CARIDAD E ILDEFONSO, S.L.	R1-204	ELECTRA DE SANTA COMBA, S.L.
R1-288	DISTRIBUCIONES ALTEGA, S.L.	R1-005	ELECTRA DE VIESGO DISTRIBUCION, S.L. SOCIEDAD UNIPERSONAL
R1-185	DISTRIBUCIONES DE ENERGIA ELECTRICA DEL NOROESTE, S.L.	R1-186	ELECTRA DE ZAS, S.L.
R1-286	DISTRIBUCIONES ELECTRICAS DE POZUELO, S.A.	R1-037	ELECTRA DEL CARDENER, S.A.
R1-206	DISTRIBUCIONES ELECTRICAS DEL ERIA, S.L.	R1-071	ELECTRA DEL GAYOSO, S.L.
R1-175	DISTRIBUCIONES ELECTRICAS PORTILLO, S.L.	R1-017	ELECTRA DEL MAESTRAZGO, S.A.
R1-329	DISTRIBUCIONES ELECTRICAS TALAYUELAS, S.L.	R1-212	ELECTRA DEL NANSA, S.L.
R1-093	DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD LARRANAGA, S.L.	R1-072	ELECTRA DEL NARAHIO, S.A.
R1-139	DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD MARTOS MARIN, S.L.	R1-270	ELECTRA DO FOXO, S.L.
R1-107	DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELECTRICA DEL BAGES, S.A.	R1-312	ELECTRA EL VENDUL, S. L.
R1-298	DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELECTRICA ENERQUINTA, S.L.	R1-147	ELECTRA JOSE ANTONIO MARTINEZ, S.L.
R1-031	DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELECTRICA ENRIQUE GARCIA SERRANO, S.L.	R1-260	ELECTRA LA HONORINA, S.L.
R1-241	DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELECTRICA TORRECHILLAS VIDAL, S.L.	R1-134	ELECTRA LA LOMA, S.L.
R1-200	DISTRIBUIDORA ELECTRICA BRAVO SAEZ, S.L.	R1-292	ELECTRA LA MOLINA, S.L.
R1-140	DISTRIBUIDORA ELECTRICA CARRION, S.L.	R1-135	ELECTRA LA ROSA, S.L.
R1-296	DISTRIBUIDORA ELECTRICA D'ALBATARRIC, S.L.	R1-297	ELECTRA ORBAICETA, S.L.
R1-112	DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE ARDAJES, S.L.	R1-254	ELECTRA SAUJEA, S.L.
R1-287	DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE CASAS DE LAZARO, S.A.	R1-261	ELECTRA SAN BARTOLOME, S.L.
R1-282	DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE CATOIRA, S.A.	R1-094	ELECTRA SAN CRISTOBAL, S.L.
R1-122	DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE GAUCIN, S.L.	R1-113	ELECTRA SIERRA MAGINA, S.L.
R1-069	DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE MELON, S.L.	R1-326	ELECTRA TUDANCA, S.L.
R1-224	DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE MONTOLIU, S.L. U.	R1-193	ELECTRA VALDIVIELSO, S.A.
R1-089	DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE RELLEU, S.L.	R1-232	ELECTRA VALDIZARBE, S.A.
R1-294	DISTRIBUIDORA ELECTRICA DEL PUERTO DE LA CRUZ, S.A.	R1-268	ELECTRADISTRIBUCIO CENTELLES, S.L.
R1-029	DISTRIBUIDORA ELECTRICA DEL SIL, S.L.	R1-195	ELECTRICA ABENGIBRENSE DISTRIBUCION, S.L.
R1-165	DISTRIBUIDORA ELECTRICA GRANJA DE TORREHERMOSA, S.L.	R1-154	ELECTRICA ALGIMIA DE ALFARA, SOCIEDAD COOPERATIVA VALENCIANA
R1-207	DISTRIBUIDORA ELECTRICA ISABA, S.L.U.	R1-327	ELECTRICA ANTONIO MADRID, S.L.
R1-036	DISTRIBUIDORA ELECTRICA LOS BERMEJALES, S.A.	R1-225	ELECTRICA BAÑESA, S.L.
R1-216	DISTRIBUIDORA ELECTRICA NAVASFRIAS, S.L.	R1-095	ELECTRICA BELMEZANA, S.A.
R1-277	DISTRIBUIDORA ELECTRICA NIEBLA, S.L.	R1-136	ELECTRICA CABRERIZO FERNANDEZ, S.L.
R1-322	DISTRIBUIDORA ELECTRICA VILA I VALL DE CASTELLBO, S.L.	R1-124	ELECTRICA CAMPOSUR, S.L.
R1-248	E. SAAVEDRA, S.A.	R1-009	ELECTRICA CONQUENSE DISTRIBUCION, S.A.U.
R1-197	EBROFANAS, S.L.	R1-077	ELECTRICA CORVERA, S.L.
R1-236	EL PROGRESO DEL PIRINEO-HEROS DE FRANCISCO BOJLO QUELLA S.L.	R1-231	ELECTRICA CUROS, S.A.
R1-090	ELECTRA ADURIZ, S.A.	R1-155	ELECTRICA DE VINALESA, S.C.V.
R1-041	ELECTRA ALTO MIÑO, S.A.	R1-290	ELECTRICA DE ALBERGUERIA, S.A.
R1-123	ELECTRA ALVARO BENITO, S.L.	R1-073	ELECTRICA DE BARCIADEMEIRA, S.L.
R1-045	ELECTRA AUTOL, S.A.	R1-074	ELECTRICA DE CABAÑAS, S.L.
R1-091	ELECTRA AVELLANA, S.L.	R1-145	ELECTRICA DE CALLOSA DE SEGURA, S.V.L.
R1-016	ELECTRA CALDENSE, S.A.	R1-088	ELECTRICA DE CANILES, S.L.
R1-209	ELECTRA CAMIANES, S.L.	R1-220	ELECTRICA DE CANTONA, S.L.
R1-092	ELECTRA CASTILLEJENSE, S.A.	R1-234	ELECTRICA DE CASTRO CALDELAS, S.L.
R1-174	ELECTRA COMILENSE, S.L.U.	R1-128	ELECTRICA DE CIERA, SOCIEDAD COOPERATIVA VALENCIANA
R1-211	ELECTRA CUNTIENSE, S.L.	R1-156	ELECTRICA DE DURRO, S.L.
R1-219	ELECTRA DE ABUSUEJO, S.L.	R1-125	ELECTRICA DE FRISTE, S.L.

COD_DIS	RAZÓN SOCIAL
R1-034	ELECTRICIDAD DE PUERTO REAL, S.A. (EPRESA)
R1-126	ELECTRICIDAD HUATE, S.L.
R1-188	ELECTRICIDAD LA ASUNCION, S.L.
R1-148	ELECTRICIDAD PASTOR, S.L.
R1-099	ELECTRICITAT I AURORA, S.A.
R1-100	ELECTRO DISTRIBUCION DE ALMODOVAR DEL CAMPO, S.A.
R1-192	ELECTRO DISTRIBUIDORA CASTELLANO LEONESA, S.A.
R1-289	ELECTRO ESCARRILLA, S.L.
R1-101	ELECTRO MOLINERA DE VALMADRIGAL, S.L.
R1-281	ELECTRO SALIENT DE GALLEGO, S.L.
R1-160	ELECTRODISTRIBUIDORA DE FUERZA Y ALUB. "CASABLANCA" SDAD. COOP. V.
R1-274	ELEC-VALLI BOI, S.L.
R1-256	EMDECORIA, S.L.
R1-238	EMILIO PADILLA E HIJOS, S.L.
R1-030	EMPRESA DE ALUMBRADO ELECTRICO DE CEUTA DISTRIBUCION, S.A.U.
R1-102	EMPRESA DE ELECTRICIDAD SAN JOSÉ, S.A.
R1-291	EMPRESA ELECTRICA DE JORQUERA, S.L.
R1-194	EMPRESA ELECTRICA DE SAN PEDRO, S.L.
R1-167	EMPRESA ELECTRICA MARTIN SILVA POZO, S.L.
R1-325	EMPRESA MUNICIPAL DE DISTRIBUCIÓN D'ENERGIA ELECTRICA D'ALMENAR, S.L.
R1-314	EMPRESA MUNICIPAL DE DISTRIBUCIÓN D'ENERGIA ELECTRICA DE PONTS, S.L.
R1-273	EMPRESA MUNICIPAL D'ENERGIA ELECTRICA TORRES DEL SEGRE, S.L.
R1-299	ENDESA DISTRIBUCION ELECTRICA, S.L.
R1-208	ENERFELAS, S.L.
R1-108	ENERGETICA DE ALCOCER, S.L.U.
R1-054	ENERGIA DE MIJADAS, S.A.
R1-026	ENERGIAS DE ARAGON I, S.L.U. (EASA)
R1-285	ENERGIAS DE BENASQUE, S.L.
R1-222	ENERGIAS DE PANTICOSA, S.L.
R1-230	ENERMUELAS, S.L.
R1-018	ESTABANELL Y PAHISA ENERGIA, S.A.
R1-246	FELIPE BLAZQUEZ, S.L.
R1-047	FELIX GONZALEZ, S.A.
R1-161	FLUIDO ELECTRICO DE MUSEROS, S. C. VALENCIANA
R1-182	FUENTES Y COMPANIA, S.L.
R1-323	FUERZAS ELECTRICAS BOGARRA, S.A.
R1-316	FUERZAS ELECTRICAS DE VALENCIA, S.A. (FEVASA)
R1-321	GARABANDAL, S.L.
R1-226	GLORIA MARISCAL, S.L.
R1-110	GRACIA UNZUETA HIDALGO E HIJOS, S.L.
R1-059	GRUPO DE ELECTRIFICACION RURAL DE BINEFAR Y COMARCA, S.COOP., R. L.
R1-141	HELIODORA GOMEZ, S.A.
R1-306	HELIODORO CHAFER, S.L.
R1-252	HEREDEROS DE CARLOS OITRA, S.L.
R1-223	HEREDEROS DE EMILIO GAMERO, S.L.
R1-137	HEREDEROS DE GARCIA BAZ, S.L.
R1-265	HEREDEROS DE MARIA ALONSO CALZADA-VENTA DE BAÑOS, S.L.
R1-067	HERMANOS CABALLERO REBOLLO, S.L.

COD_DIS	RAZÓN SOCIAL
R1-075	ELECTRICA DE GRES, S.L.
R1-157	ELECTRICA DE GUADASSUAR, SDAD. COOP. V.
R1-065	ELECTRICA DE GUIXES, S.L.
R1-176	ELECTRICA DE JAFRE, S.A.
R1-196	ELECTRICA DE LA SERRANIA DE RONDA, S.L.
R1-152	ELECTRICA DE MELIANA, SOCIEDAD COOPERATIVA VALENCIANA
R1-199	ELECTRICA DE MONESTERIO, S.A.
R1-076	ELECTRICA DE MOSCOSO, S.L.
R1-158	ELECTRICA DE SOT DE CHERRA, SOC. COOP. VALENCIANA
R1-046	ELECTRICA DE TENTUDIA, S.A.
R1-275	ELECTRICA DE VALDRIZ, S.L.
R1-267	ELECTRICA DE VER, S.L.
R1-019	ELECTRICA DEL EBRO, S.A.
R1-262	ELECTRICA DEL GUADALFEO, S.L.
R1-215	ELECTRICA DEL HUERRA, S.L.
R1-235	ELECTRICA DEL LIPMANA, S.L.
R1-279	ELECTRICA DEL MONTESEC, S.L.
R1-035	ELECTRICA DEL OESTE DISTRIBUCION, S.L.U.
R1-283	ELECTRICA DEL POZOS COOP.MAD
R1-078	ELECTRICA FUCIÑOS RIVAS, S.L.
R1-221	ELECTRICA GILENA, S.L.U.
R1-114	ELECTRICA HERMANOS CASTRO RODRIGUEZ, S.L.
R1-247	ELECTRICA HERMANOS FERNANDEZ, S.L.
R1-096	ELECTRICA LA VICTORIA DE FUENCALIENTE, S.A.
R1-233	ELECTRICA LATORRE, S.L.
R1-177	ELECTRICA LOS LAURELES, S.L.
R1-250	ELECTRICA LOS MOLARES, S.L.
R1-079	ELECTRICA LOS MOLINOS, S.L.
R1-097	ELECTRICA LOS PELAYOS, S.A.
R1-109	ELECTRICA MAHERGA, S.L.
R1-217	ELECTRICA MESTANZA R.V., S.L.
R1-181	ELECTRICA MORO BENITO, S.L.
R1-159	ELECTRICA NTRA. SRA. DE GRACIA, SDAD. COOP VALENCIANA
R1-098	ELECTRICA NTRA. SRA. DE LOS REMEDIOS, S.L.
R1-201	ELECTRICA NUESTRA SEÑORA DE LOS SANTOS, S.L.
R1-317	ELECTRICA POPULAR, S. COOP. MAD.
R1-198	ELECTRICA SAGRADO CORAZON DE JESUS, S.L.
R1-178	ELECTRICA SAN JOSE OBRERO, S.L.
R1-229	ELECTRICA SAN MARCOS, S.L.
R1-132	ELECTRICA SAN SERVAN, S.L.
R1-166	ELECTRICA SANTA CLARA, S.L.
R1-264	ELECTRICA SANTA MARTA Y VILLALBA, S.L.
R1-038	ELECTRICA SROSENSE DISTRIBUIDORA, S.L.
R1-066	ELECTRICA VAQUER, S.A.
R1-213	ELECTRICAS DE BENUZA, S.L.
R1-300	ELECTRICAS DE VILLAHERMOSA, S.A.
R1-049	ELECTRICAS PITARCH DISTRIBUCION, S.L.U.
R1-255	ELECTRICAS SANTA LEONOR, S.L.

COD_DIS	RAZÓN SOCIAL
R1-028	MEDINA GARVEY, S.A.
R1-318	MENDIVIL DE ELECTRICIDAD, S.L.
R1-258	MILLARENSE DE ELECTRICIDAD S.A.U
R1-202	MOLINO VIEJO DE VILALLER, S.A.
R1-259	MUNICIPAL ELECTRICA VILORIA, S.L.
R1-061	OKARGI, S.L.
R1-309	PEDRO SANCHEZ IBANEZ, S.L.
R1-020	PRODUCTORA ELECTRICA URGELENSE, S.A. (PELSA)
R1-032	REPSOL ELECTRICA DE DISTRIBUCION, S.L.
R1-214	RODALEC, S.L.
R1-057	ROMERO CANDAUI, S.L.
R1-227	RUIZ DE LA TORRE, S.L.
R1-239	SALTOS DEL CABRERA, S.L.
R1-081	SAN MIGUEL 2000 DISTRIBUCION, S.L.
R1-033	SDAD. COOP. VALENCIANA LTDA. BENEFICA DE CONS. DE ELECT. "SAN FRANCISCO DE ASIS" DE
R1-251	SERVICIOS URBANOS DE CERLER, S.A. (SUCSA)
R1-320	SERVICIOS Y SUMINISTROS MUNICIPALES ARAS, S.L.
R1-143	SERVILIANO GARCIA, S.A.
R1-138	SIERRO DE ELECTRICIDAD, S.L.
R1-120	SOCIEDAD DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE ELORRIO, S.A.
R1-190	SOCIEDAD ELECTRICA DE RIBERA DEL FRENO, S.A.
R1-171	SOCIEDAD ELECTRICA PEREZ DEL MARQUESADO S.A.
R1-121	SOCIEDAD ELECTRICA NTRA. SRA. DE LOS DESAMPARADOS, S. L.
R1-040	SOCIEDAD ELECTRICISTA DE TUY, S.A.
R1-305	SOCIETAT MUNICIPAL DE DISTRIBUCIO ELECTRICA DE LLAVORSI, S.L.
R1-315	SOLANAR DISTRIBUIDORA ELECTRICA, S.L.
R1-082	SUCESORES DE MANUEL LEIRA, S.L.
R1-021	SUMINISTRADORA ELECTRICA DE CADIZ, S.A.
R1-062	SUMINISTRO DE LUZ Y FUERZA, S.L.
R1-172	SUMINISTROS ELECTRICOS DE AMIEVA, S.L.
R1-060	SUMINISTROS ESPECIALES ALGINETENSES, S. COOP. V.
R1-278	TOLARGI, S.L.
R1-042	UNION DE DISTRIBUIDORES DE ELECTRICIDAD, S.A. (UDESA)
R1-002	UNION FENOSA DISTRIBUCION, S.A.
R1-056	VALL DE SÓLLER ENERGÍA, S.L.U.
R1-203	VARGAS Y COMPANIA ELECTRO HARNERA SAN RAMON, S.A.

El sistema de actualización oficial de este listado podrá ser consultado en el Registro Administrativo de Distribuidores disponible en el siguiente enlace: <http://www6.mityc.es/energia/electricidad/rtdccc/distrib.htm>

COD_DIS	RAZÓN SOCIAL
R1-237	HERMANOS MONTES ALVAREZ, S.L.
R1-008	HIDROCONTINENTAL DISTRIBUCION ELECTRICA, S.A.
R1-293	HIDROELECTRICA COTO MINERO DISTRIBUCION, S.L.U.
R1-190	HIDROELECTRICA DE ALARAZ, S.L.
R1-218	HIDROELECTRICA DE CATALUNYA, S.L.
R1-039	HIDROELECTRICA DE LARACHA, S.L.
R1-058	HIDROELECTRICA DE SILLEDA, S.L.
R1-080	HIDROELECTRICA DEL ARNEGÓ, S.L.
R1-187	HIDROELECTRICA DEL CABRERA, S.L.
R1-023	HIDROELECTRICA DEL GUADALAJA, S.A.
R1-303	HIDROELECTRICA DEL ZARZO, S.A.
R1-173	HIDROELECTRICA DOMINGUEZ, S.L.
R1-133	HIDROELECTRICA EL CARMEN, S.L.
R1-243	HIDROELECTRICA EL CERRAION, S.L.
R1-129	HIDROELECTRICA GOMEZ, S.L.
R1-244	HIDROELECTRICA JOSE MATANZA GARCIA, S.L.
R1-144	HIDROELECTRICA NTRA. SRA. DE LA SOLEDAD, DE TENDILLA Y LUPIANA, S.L.
R1-168	HIDROELECTRICA SAN BUENAVENTURA, S.L.
R1-103	HIDROELECTRICA SAN CIPRIANO DE RUEDA, S.L.
R1-169	HIDROELECTRICA SANTA TERESA, S.L.
R1-115	HIDROELECTRICA VEGA, S.A.
R1-104	HIDROELECTRICA VIRGEN DE CHILLA, S.L.
R1-304	HIDROELAMICELL, S.L.
R1-116	HUO DE JOSE MARTIN, S.A.
R1-170	HUOS DE CASHANO SANCHEZ, S.L.
R1-149	HUOS DE FELIPE GARCIA ALVAREZ, S.L.
R1-257	HUOS DE FRANCISCO ESCASO S.L.
R1-050	HUOS DE JACINTO GUILLEN DISTRIBUIDORA ELECTRICA, S.L.
R1-266	HUOS DE MANUEL PERLES VICENS, S.L.
R1-001	IBERDROLA DISTRIBUCION ELECTRICA, S.A.
R1-205	ICASA DISTRIBUCION ENERGIA, S.L.
R1-276	IGNALUZ JIMENEZ DE TORRES, S.L.
R1-295	INDUSTRIAL BARCELONA, S.L.
R1-025	INDUSTRIAS PECUARIAS DE LOS PEDROCHES, S.A.
R1-131	ISMAEL BIOSCA, S.L.
R1-280	ITURENGO ELEKTRA, S.L.
R1-146	JOSE FERRE SIGURA E HIJOS, S.R.L.
R1-117	JOSE RIPOLL ALBANELL, S.L.
R1-118	JOSEFA GIL COSTA, S.L.
R1-051	JUAN DE FRUTOS GARCIA, S.L.
R1-127	JUAN N. DIAZ GALVEZ Y HERMANOS, S.L.
R1-249	JUAN Y FRANCISCO ESTEVE MAS S.L.
R1-183	LA ELECTRICA DE VALL DE EBO, S.L.
R1-105	LA ERNESTINA, S.A.
R1-048	LA PROHIDA DISTRIBUCION ELECTRICA, S.L.
R1-319	LA SINARQUENSE, S.L.U.
R1-119	LEANDRO PEREZ ALFONSO, S.L.
R1-313	LEINTZARGI, S.L.
R1-052	LEISA ELECTRICITAT, S.L.
R1-142	LUIS RANGEL Y HERMANOS, S.A.
R1-228	LUZ DE CELA, S.L.
R1-272	LUZ ELECTRICA DE ALGAR, S.L.U.
R1-269	MANUEL ROBRES CELADES, S.L.

TABLA 3
CÓDIGOS DE PROVINCIAS
(COD_PRIV)

COD_CECO	DENOMINACIÓN CENTRO DE COSTE
C101	Planificación de activos e instalaciones
C102	Construcción de activos e instalaciones
C103	Inspección y control de nuevas instalaciones
C106	Gastos financieros de planificación y desarrollo de red
C201	Gestión de las solicitudes de nuevos suministros
C202	Inspección y control de operación
C203	Operación de centros de control y operación local
C311	Mantenimiento preventivo de instalaciones
C321	Mantenimiento correctivo de instalaciones
C401	Gestión de compras de energía
C402	Gestión de las liquidaciones de los ingresos regulados
C403	Actuaciones con cargo a programas de Gestión de la Demanda
C501	Gestión de la calidad de los servicios de red
C502	Eficiencia energética
C503	Gestión medioambiental
C601	Gestión y control de ATRs de distribución
C602	Lectura, tratamiento y puesta a disposición de la información
C603	Inspecciones y control de fraudes
C604	Facturación
C605	Cobros
C606	Gestión de impagados
C607	Atención al cliente en oficinas comerciales
C608	Centros de atención telefónica
C704	Costes de realización de a cometidas
C705	Costes de contratación de nuevos suministros
C706	Retranqueos y trabajos por cuenta de terceros
C711	Costes por gestión de compra de equipos de medida (ofertas, evaluación, adjudicación y recepción)
C712	Coste por verificación inicial de equipos de medida
C713	Costes por conexión, precintado y pruebas de puesta en servicio de equipos de medida
C714	Otros costes de adquisición de equipos de medida (gestión de stocks, almacenamiento y transporte)
C715	Costes de actualización anual de calendario de festivos y cambio de horario de verano a invierno en equipos de medida
C716	Costes de parametrización de equipos de medida ante cambios en las condiciones del contrato
C717	Costes de desinstalación de equipos de medida averiados
C718	Costes de verificación sistemática o periódica de equipos de medida
C720	Costes derivados de PLC
C801	Asesoría jurídica
C802	Comunicación
C803	Regulación
C804	Control interno de gestión de riesgos
C805	Gestión de aprovisionamientos
C806	Gestión de recursos humanos
C807	Información financiera
C808	Sistemas y telecomunicaciones
C810	Investigación y Desarrollo

COD_PRIV	PROVINCIA	COD_PRIV	PROVINCIA
P01	ÁLAVA	P27	LUGO
P02	ALBACETE	P28	MADRID
P03	ALICANTE	P29	MÁLAGA
P04	ALMERÍA	P30	MURCIA
P05	ÁVILA	P31	NAVARRA
P06	BADAJOZ	P32	ORENSE
P07	ISLAS BALEARES	P33	ASTURIAS
P08	BARCELONA	P34	PALENCIA
P09	BURGOS	P35	LAS PALMAS
P10	CÁCERES	P36	PONTEVEDRA
P11	CÁDIZ	P37	SALAMANCA
P12	CASTELLÓN	P38	SANTA CRUZ DE TENERIFE
P13	CIUDAD REAL	P39	CANTABRIA
P14	CORDOBA	P40	SEGOVIA
P15	LA CORUÑA	P41	SEVILLA
P16	CUENCA	P42	SORIA
P17	GIRONA	P43	TARRAGONA
P18	GRANADA	P44	TERUEL
P19	GUADALAJARA	P45	TOLEDO
P20	GUIPÚZCOA	P46	VALENCIA
P21	HUELVA	P47	VALLADOLID
P22	HUESCA	P48	VIZCAYA
P23	JAÉN	P49	ZAMORA
P24	LEÓN	P50	ZARAGOZA
P25	LÉRIDA	P51	CEUTA
P26	LA RIOJA	P52	MELILLA

TABLA 4a

CÓDIGOS DE INSTALACIONES

(a efectos de información regulatoria de costes)

(COD_INS)

COD_INS	DESCRIPCIÓN INSTALACIÓN
A2021	Líneas de distribución 110kV=<U<220kV, tensadas sobre poste, un circuito
A2022	Líneas de distribución 110kV=<U<220kV, tensadas sobre poste, doble circuito
A2023	Líneas de distribución 110kV=<U<220kV, tensadas sobre poste, más de dos circuitos
A2027	Líneas de distribución 110kV=<U<220kV, subterráneas, un circuito
A2028	Líneas de distribución 110kV=<U<220kV, subterráneas, doble circuito
A2031	Líneas de distribución 36kV<=U<110kV, tensadas sobre poste, un circuito
A2032	Líneas de distribución 36kV<=U<110kV, tensadas sobre poste, doble circuito
A2033	Líneas de distribución 36kV<=U<110kV, tensadas sobre poste, más de dos circuitos
A2037	Líneas de distribución 36kV<=U<110kV, subterráneas, un circuito
A2038	Líneas de distribución 36kV<=U, subterráneas, doble circuito
A2041	Líneas de distribución 1kV=<U<36kV, tensadas sobre poste, un circuito
A2042	Líneas de distribución 1kV=<U<36kV, tensadas sobre poste, doble circuito
A2043	Líneas de distribución 1kV=<U<36kV, tensadas sobre poste, más de dos circuitos
A2047	Líneas de distribución 1kV=<U<36kV, subterráneas, un circuito
A2048	Líneas de distribución 1kV=<U<36kV, subterráneas, doble circuito
A2051	Líneas de distribución BT (U<1kV), tensadas sobre poste
A2054	Líneas de distribución BT (U<1kV), apoyadas sobre fachada
A2057	Líneas de distribución BT (U<1kV), subterráneas
A2121	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 110kV=<U<220kV, convencionales, potencia activa y reactiva
A2122	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 110kV=<U<220kV, convencionales, posiciones
A2123	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 110kV=<U<220kV, blindadas, potencia activa y reactiva
A2124	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 110kV=<U<220kV, blindadas, posiciones
A2131	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 36kV<=U<110kV, convencionales, potencia activa y reactiva
A2132	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 36kV<=U<110kV, convencionales, posiciones
A2133	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 36kV<=U<110kV, blindadas, potencia activa y reactiva
A2134	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 36kV<=U<110kV, blindadas, posiciones
A2141	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 1kV=<U<36 kV, convencionales, potencia activa y reactiva

COD_INS	DESCRIPCIÓN INSTALACIÓN
A2142	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 1kV=<U<36 kV, convencionales, posiciones
A2143	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 1kV=<U<36 kV, blindadas, potencia activa y reactiva
A2144	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 1kV=<U<36 kV, blindadas, posiciones
A2251	Centros de transformación de distribución, de tensión de secundario U con U<1kV, intemperie
A2252	Centros de transformación de distribución, de tensión de secundario U con U<1kV, caseta
A2253	Centros de transformación de distribución, de tensión de secundario U con U<1kV, local
A2300	Despachos de maniobra y centros de control de energía de distribución
A2420	Condensadores instalados en redes de tensión U con 110kV=<U<220kV
A2430	Condensadores instalados en redes de tensión U con 36kV=<U<110kV
A2440	Condensadores instalados en redes de tensión U con 1kV=<U<36kV
A2450	Condensadores instalados en redes de tensión U con U<1kV
A2520	Reguladores de tensión instalados en redes de tensión U con 110kV=<U<220kV
A2530	Reguladores de tensión instalados en redes de tensión U con 36kV=<U<110kV
A2540	Reguladores de tensión instalados en redes de tensión U con 1kV=<U<36kV
A2621	Seccionadores instalados en redes de tensión U con 110kV=<U<220kV
A2622	Reconectores instalados en redes de tensión U con 110kV=<U<220kV
A2623	Teleseñalizadores instalados en redes de tensión U con 110kV=<U<220kV
A2624	Fusibles instalados en redes de tensión U con 110kV=<U<220kV
A2631	Seccionadores instalados en redes de tensión U con 36kV=<U<110kV
A2632	Reconectores instalados en redes de tensión U con 36kV=<U<110kV
A2633	Teleseñalizadores instalados en redes de tensión U con 36kV=<U<110kV
A2634	Fusibles instalados en redes de tensión U con 36kV=<U<110kV
A2641	Seccionadores instalados en redes de tensión U con 1kV=<U<36kV
A2642	Reconectores instalados en redes de tensión U con 1kV=<U<36kV
A2643	Teleseñalizadores instalados en redes de tensión U con 1kV=<U<36kV
A2644	Fusibles instalados en redes de tensión U con 1kV=<U<36kV
A2651	Seccionadores instalados en redes de tensión U<1kV
A2652	Reconectores instalados en redes de tensión U<1kV
A2653	Teleseñalizadores instalados en redes de tensión U<1kV
A2654	Fusibles instalados en redes de tensión U<1kV
A2600	Otras instalaciones técnicas de distribución de energía eléctrica

TABLA 5
CÓDIGOS DE CUENTAS DE INMOVILIZADO
(COD_CTA)

COD_CTA	DESCRIPCIÓN CUENTAS INMOVILIZADO
22	Inmovilizaciones materiales
220	Terrenos y bienes naturales
221	Construcciones
222	Instalaciones técnicas de energía eléctrica
2220	Líneas de distribución
222021	Líneas de distribución 110KV<=U<220KV, tensadas sobre poste, un circuito
222022	Líneas de distribución 110KV<=U<220KV, tensadas sobre poste, doble circuito
222023	Líneas de distribución 110KV<=U<220KV, tensadas sobre poste, más de dos circuitos
222027	Líneas de distribución 110KV<=U<220KV, subterráneas, un circuito
222028	Líneas de distribución 110KV<=U<220KV, subterráneas, doble circuito
222031	Líneas de distribución 36KV<=U<110KV, tensadas sobre poste, un circuito
222032	Líneas de distribución 36KV<=U<110KV, tensadas sobre poste, doble circuito
222033	Líneas de distribución 36KV<=U<110KV, tensadas sobre poste, más de dos circuitos
222037	Líneas de distribución 36KV<=U<110KV, subterráneas, un circuito
222038	Líneas de distribución 36KV<=U<110KV, subterráneas, doble circuito
222041	Líneas de distribución 1KV<=U<36KV, tensadas sobre poste, un circuito
222042	Líneas de distribución 1KV<=U<36KV, tensadas sobre poste, doble circuito
222043	Líneas de distribución 1KV<=U<36KV, tensadas sobre poste, más de dos circuitos
222047	Líneas de distribución 1KV<=U<36KV, subterráneas, un circuito
222048	Líneas de distribución 1KV<=U<36KV, subterráneas, doble circuito
222051	Líneas de distribución BT (U<1KV), tensadas sobre poste
222054	Líneas de distribución BT (U<1KV), apoyadas sobre fachada
222057	Líneas de distribución BT (U<1KV), subterráneas
22221	Subestaciones de transformación en servicio de distribución
2222121	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 110KV<=U<220KV, convencionales, potencia activa y reactiva
2222122	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 110KV<=U<220KV, convencionales, posiciones
2222123	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 110KV<=U<220KV, blindadas, potencia activa y reactiva
2222124	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 110KV<=U<220KV, blindadas, posiciones
2222131	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 36KV<=U<110KV, convencionales, potencia activa y reactiva
2222132	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 36KV<=U<110KV, convencionales, posiciones
2222133	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 36KV<=U<110KV, blindadas, potencia activa y reactiva
2222134	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 36KV<=U<110KV, blindadas, posiciones
2222141	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 1KV<=U<36 KV, convencionales, potencia activa y reactiva

TABLA 4b
CÓDIGOS DE EQUIPOS DE MEDIDA
(a efectos de información regulatoria de costes)
(COD_INS)

COD_INS	DESCRIPCIÓN INSTALACIÓN
A3101	Aparatos de medida para servicio de clientes. Monoalfásico simple tarifa 1.0
A3102	Aparatos de medida para servicio de clientes. Monoalfásico simple tarifa 2.0
A3103	Aparatos de medida para servicio de clientes. Trifásico o doble monoalfásico simple tarifa
A3104	Aparatos de medida para servicio de clientes. Monoalfásico doble tarifa
A3105	Aparatos de medida para servicio de clientes. Trifásico o doble monoalfásico doble tarifa
A3106	Aparatos de medida para servicio de clientes. Trifásico o doble monoalfásico triple tarifa
A3107	Aparatos de medida para servicio de clientes. Reactiva Monoalfásico
A3108	Aparatos de medida para servicio de clientes. Reactiva Trifásico
A3109	Aparatos de medida para servicio de clientes. Maximetro Monoalfásico
A3110	Aparatos de medida para servicio de clientes. Maximetro Trifásico
A3111	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo I
A3112	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo II
A3113	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo III
A3114	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo IV. Actual
A3115	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo IV. 6 periodos
A3116	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo IV. Horario
A3117	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo V. Actual
A3118	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo V. 6 periodos
A3119	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo V. Horario
A3120	Aparatos de medida para servicio de clientes. Contactor
A3121	Aparatos de medida para servicio de clientes. Reloj conmutador
A3122	Aparatos de medida para servicio de clientes. ICP por polo

COD_CTA	DESCRIPCIÓN CUENTAS INMOBILIZADO	COD_CTA	DESCRIPCIÓN CUENTAS INMOBILIZADO
222142	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 1kV<=U<36 kV, convencionales, posiciones	2223113	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo III
222143	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 1kV<=U<36 kV, blindadas, potencia activa y reactiva	2223114	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo IV. Actual
222144	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 1kV<=U<36 kV, blindadas, posiciones	2223115	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo IV. 6 períodos
2222	Centros de transformación de distribución	2223116	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo V. Actual
222251	Centros de transformación de distribución, de tensión de secundario U con U<1kV, intemperie	2223117	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo V. Actual
222252	Centros de transformación de distribución, de tensión de secundario U con U<1kV, caseta	2223118	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo V. 6 períodos
222253	Centros de transformación de distribución, de tensión de secundario U con U<1kV, local	2223119	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo V. Horario
22224	Despachos de manoobra y centros de control de energía de distribución	2223120	Aparatos de medida para servicio de clientes. Contactor
2222420	Condensadores	2223121	Aparatos de medida para servicio de clientes. Reloj conmutador
2222430	Condensadores instalados en redes de tensión U con 110kV<=U<220kV	2223122	Aparatos de medida para servicio de clientes. ICP por polo
2222440	Condensadores instalados en redes de tensión U con 36kV<=U<110kV	223	Maquinaria
2222450	Condensadores instalados en redes de tensión U con 1kV<=U<36kV	224	Utillaje
22225	Reguladores de tensión	225	Otras instalaciones
2222520	Reguladores de tensión instalados en redes de tensión U con 110kV<=U<220kV	226	Mobiliario
2222530	Reguladores de tensión instalados en redes de tensión U con 36kV<=U<110kV	227	Equipos para procesos de información
2222540	Reguladores de tensión instalados en redes de tensión U con 1kV<=U<36kV	228	Elementos de transporte
22226	Equipos de fiabilidad de redes de distribución	229	Otro inmovilizado material
2222621	Seccionadores instalados en redes de tensión U con 110kV<=U<220kV	23	Inmovilizaciones materiales en curso
2222622	Reconectores instalados en redes de tensión U con 110kV<=U<220kV	230	Adaptación de terrenos y de bienes naturales
2222623	Teleseñalizadores instalados en redes de tensión U con 110kV<=U<220kV	231	Construcciones en curso
2222624	Fusibles instalados en redes de tensión U con 110kV<=U<220kV	232	Instalaciones técnicas de energía eléctrica en montaje
2222631	Seccionadores instalados en redes de tensión U con 36kV<=U<110kV	23220	Líneas de distribución en montaje
2222632	Reconectores instalados en redes de tensión U con 36kV<=U<110kV	2322021	Líneas de distribución 110kV<=U<220kV, en montaje, tensadas sobre poste, un circuito
2222633	Teleseñalizadores instalados en redes de tensión U con 36kV<=U<110kV	2322022	Líneas de distribución 110kV<=U<220kV, en montaje, tensadas sobre poste, doble circuito
2222634	Fusibles instalados en redes de tensión U con 36kV<=U<110kV	2322023	Líneas de distribución 110kV<=U<220kV, en montaje, tensadas sobre poste, más de dos circuitos
2222641	Seccionadores instalados en redes de tensión U con 1kV<=U<36kV	2322027	Líneas de distribución 110kV<=U<220kV, en montaje, subterráneas, un circuito
2222642	Reconectores instalados en redes de tensión U con 1kV<=U<36kV	2322028	Líneas de distribución 110kV<=U<220kV, en montaje, subterráneas, doble circuito
2222643	Teleseñalizadores instalados en redes de tensión U con 1kV<=U<36kV	2322031	Líneas de distribución 36kV<=U<110kV, en montaje, tensadas sobre poste, un circuito
2222644	Fusibles instalados en redes de tensión U con 1kV<=U<36kV	2322032	Líneas de distribución 36kV<=U<110kV, en montaje, tensadas sobre poste, doble circuito
2222651	Seccionadores instalados en redes de tensión U<1kV	2322033	Líneas de distribución 36kV<=U<110kV, en montaje, tensadas sobre poste, más de dos circuitos
2222652	Reconectores instalados en redes de tensión U<1kV	2322037	Líneas de distribución 36kV<=U<110kV, en montaje, subterráneas, un circuito
2222653	Teleseñalizadores instalados en redes de tensión U<1kV	2322041	Líneas de distribución 1kV<=U<36kV, en montaje, tensadas sobre poste, un circuito
2222654	Fusibles instalados en redes de tensión U<1kV	2322042	Líneas de distribución 1kV<=U<36kV, en montaje, tensadas sobre poste, doble circuito
22228	Otras instalaciones de distribución	2322043	Líneas de distribución 1kV<=U<36kV, en montaje, tensadas sobre poste, más de dos circuitos
2231	Aparatos de medida para servicio de clientes	2322047	Líneas de distribución 1kV<=U<36kV, en montaje, subterráneas, un circuito
223101	Aparatos de medida para servicio de clientes. Monofásico simple tarifa 1.0	2322048	Líneas de distribución 1kV<=U<36kV, en montaje, subterráneas, doble circuito
223102	Aparatos de medida para servicio de clientes. Monofásico simple tarifa 2.0	2322051	Líneas de distribución BT (U<1kV), en montaje, tensadas sobre poste
223103	Aparatos de medida para servicio de clientes. Trifásico o doble monofásico simple tarifa	2322054	Líneas de distribución BT (U<1kV), en montaje, apoyadas sobre fachada
223104	Aparatos de medida para servicio de clientes. Monofásico doble tarifa	2322057	Líneas de distribución BT (U<1kV), en montaje, subterráneas
223105	Aparatos de medida para servicio de clientes. Trifásico o doble monofásico doble tarifa	23221	Subestaciones de transformación en servicio de distribución en montaje
223106	Aparatos de medida para servicio de clientes. Trifásico o doble monofásico triple tarifa	2322121	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, en montaje, de tensión de secundario U con 110kV<=U<220kV, convencionales, potencia activa y reactiva
223107	Aparatos de medida para servicio de clientes. Reactiva Monofásico	2322122	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, en montaje, de tensión de secundario U con 110kV<=U<220kV, convencionales, posiciones
223108	Aparatos de medida para servicio de clientes. Reactiva Trifásico	2322123	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, en montaje, de tensión de secundario U con 110kV<=U<220kV, blindadas, potencia activa y reactiva
223109	Aparatos de medida para servicio de clientes. Maxímetro Monofásico	2322124	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, en montaje, de tensión de secundario U con 110kV<=U<220kV, blindadas, posiciones
223110	Aparatos de medida para servicio de clientes. Maxímetro Trifásico	2322131	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, en montaje, de tensión de secundario U con 36kV<=U<110kV, convencionales, potencia activa y reactiva
223111	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo I	2322132	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, en montaje, de tensión de secundario U con 36kV<=U<110kV, convencionales, posiciones
223112	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo II		

COD_CTA	DESCRIPCIÓN CUENTAS INMOVILIZADO	DESCRIPCIÓN CUENTAS INMOVILIZADO
232133	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, en montaje, de tensión de secundario U con 36KV<=U<110KV, blindadas, potencia activa y reactiva	Aparatos de medida para servicio de clientes. Maximetro Monofásico, en montaje
232134	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, en montaje, de tensión de secundario U con 36KV<=U<110KV, blindadas, posiciones	Aparatos de medida para servicio de clientes. Maximetro Trifásico, en montaje
232141	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, en montaje, de tensión de secundario U con 1KV<=U<36 KV, convencionales, potencia activa y reactiva	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo I, en montaje
232142	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, en montaje, de tensión de secundario U con 1KV<=U<36 KV, convencionales, posiciones	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo II, en montaje
232143	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, en montaje, de tensión de secundario U con 1KV<=U<36 KV, blindadas, potencia activa y reactiva	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo III, en montaje
232144	Subestaciones de transformación en servicio de distribución, en montaje, de tensión de secundario U con 1KV<=U<36 KV, blindadas, posiciones	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo IV. Actual, en montaje
2322	Centros de transformación de distribución en montaje	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo IV. 6 periodos, en montaje
232251	Centros de transformación de distribución, en montaje, de tensión de secundario U con U<1KV, intemperie	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo IV. Horario, en montaje
232252	Centros de transformación de distribución, en montaje, de tensión de secundario U con U<1KV, caseta	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo V. Actual, en montaje
232253	Centros de transformación de distribución, en montaje, de tensión de secundario U con U<1KV, local	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo V. 6 periodos, en montaje
2323	Despachos de maniobra y centros de control de energía de distribución en montaje	Aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo V. Horario, en montaje
2324	Condensadores en montaje	Aparatos de medida para servicio de clientes. Contactor, en montaje
232420	Condensadores en montaje en redes de tensión U con 110KV<=U<220KV	Aparatos de medida para servicio de clientes. Reloj conmutador, en montaje
232430	Condensadores en montaje en redes de tensión U con 36KV<=U<110KV	Aparatos de medida para servicio de clientes. ICP por polo, en montaje
232440	Condensadores en montaje en redes de tensión U con 1KV<=U<36KV	Maquinaria en montaje
232450	Condensadores en montaje en redes de tensión U con U<1KV	Equipos para procesos de información en montaje
2325	Reguladores de tensión en montaje	Anticipos para inmobilizaciones materiales
232520	Reguladores de tensión en montaje en redes de tensión U con 110KV<=U<220KV	Amortización acumulada del inmovilizado
232530	Reguladores de tensión en montaje en redes de tensión U con 36KV<=U<110KV	Amortización acumulada del inmovilizado inmaterial
232540	Reguladores de tensión en montaje en redes de tensión U con 1KV<=U<36KV	Amortización acumulada del inmovilizado material
2326	Equipos de fiabilidad de redes de distribución en montaje	Amortización acumulada de construcciones
232621	Seccionadores en montaje en redes de tensión U con 110KV<=U<220KV	Amortización acumulada de instalaciones técnicas de energía eléctrica
232622	Reconectores en montaje en redes de tensión U con 110KV<=U<220KV	Amortización acumulada de líneas de distribución
232623	Telesiglaizadores en montaje en redes de tensión U con 110KV<=U<220KV	Amortización acumulada de líneas de distribución 110KV<=U<220KV, tensadas sobre poste, un circuito
232624	Fusibles en montaje en redes de tensión U con 110KV<=U<220KV	Amortización acumulada de líneas de distribución 110KV<=U<220KV, tensadas sobre poste, doble circuito
232631	Seccionadores en montaje en redes de tensión U con 36KV<=U<110KV	Amortización acumulada de líneas de distribución 110KV<=U<220KV, tensadas sobre poste, más de dos circuitos
232632	Reconectores en montaje en redes de tensión U con 36KV<=U<110KV	Amortización acumulada de líneas de distribución 110KV<=U<220KV, subterráneas, un circuito
232633	Telesiglaizadores en montaje en redes de tensión U con 36KV<=U<110KV	Amortización acumulada de líneas de distribución 110KV<=U<220KV, subterráneas, doble circuito
232634	Fusibles en montaje en redes de tensión U con 36KV<=U<110KV	Amortización acumulada de líneas de distribución 36KV<=U<110KV, tensadas sobre poste, doble circuito
232641	Seccionadores en montaje en redes de tensión U con 1KV<=U<36KV	Amortización acumulada de líneas de distribución 36KV<=U<110KV, tensadas sobre poste, más de dos circuitos
232642	Reconectores en montaje en redes de tensión U con 1KV<=U<36KV	Amortización acumulada de líneas de distribución 36KV<=U<110KV, subterráneas, un circuito
232643	Telesiglaizadores en montaje en redes de tensión U con 1KV<=U<36KV	Amortización acumulada de líneas de distribución 1KV<=U<36KV, tensadas sobre poste, un circuito
232644	Fusibles en montaje en redes de tensión U con 1KV<=U<36KV	Amortización acumulada de líneas de distribución 1KV<=U<36KV, tensadas sobre poste, doble circuito
232651	Seccionadores en montaje en redes de tensión U<1KV	Amortización acumulada de líneas de distribución 1KV<=U<36KV, tensadas sobre poste, más de dos circuitos
232652	Reconectores en montaje en redes de tensión U<1KV	Amortización acumulada de líneas de distribución 1KV<=U<36KV, subterráneas, un circuito
232653	Telesiglaizadores en montaje en redes de tensión U<1KV	Amortización acumulada de líneas de distribución 1KV<=U<36KV, subterráneas, doble circuito
232654	Fusibles en montaje en redes de tensión U<1KV	Amortización acumulada de líneas de distribución BT (U<1KV), tensadas sobre poste
2329	Otras instalaciones de distribución en montaje	Amortización acumulada de líneas de distribución BT (U<1KV), apoyadas sobre fachada
2331	Aparatos de medida para servicio de clientes en montaje	Amortización acumulada de líneas de distribución BT (U<1KV), subterráneas
233101	Aparatos de medida para servicio de clientes. Monofásico simple tarifa 1.0, en montaje	Amortización acumulada de subestaciones de transformación en servicio de distribución
233102	Aparatos de medida para servicio de clientes. Monofásico simple tarifa 2.0, en montaje	Amortización acumulada de subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 110KV<=U<220KV, convencionales, potencia activa y reactiva
233103	Aparatos de medida para servicio de clientes. Trifásico o doble monofásico simple tarifa, en montaje	Amortización acumulada de subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 110KV<=U<220KV, convencionales, posiciones
233104	Aparatos de medida para servicio de clientes. Monofásico doble tarifa, en montaje	Amortización acumulada de subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 110KV<=U<220KV, blindadas, potencia activa y reactiva
233105	Aparatos de medida para servicio de clientes. Trifásico o doble monofásico doble tarifa, en montaje	Amortización acumulada de subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 110KV<=U<220KV, blindadas, posiciones
233106	Aparatos de medida para servicio de clientes. Trifásico o doble monofásico triple tarifa, en montaje	Amortización acumulada de subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 110KV<=U<220KV, blindadas, potencia activa y reactiva
233107	Aparatos de medida para servicio de clientes. Reactiva Monofásico, en montaje	Amortización acumulada de subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 110KV<=U<220KV, blindadas, posiciones
233108	Aparatos de medida para servicio de clientes. Reactiva Trifásico, en montaje	

COD_CTA	DESCRIPCIÓN CUENTAS INMOVILIZADO
28223103	Amortización acumulada de aparatos de medida para servicio de clientes. Trifásico o doble monofásico simple tarifa
28223104	Amortización acumulada de aparatos de medida para servicio de clientes. Monofásico doble tarifa
28223105	Amortización acumulada de aparatos de medida para servicio de clientes. Trifásico o doble monofásico doble tarifa
28223106	Amortización acumulada de aparatos de medida para servicio de clientes. Trifásico o doble monofásico triple tarifa
28223107	Amortización acumulada de aparatos de medida para servicio de clientes. Reactiva Monofásico
28223108	Amortización acumulada de aparatos de medida para servicio de clientes. Reactiva Trifásico
28223109	Amortización acumulada de aparatos de medida para servicio de clientes. Máximo Monofásico
28223110	Amortización acumulada de aparatos de medida para servicio de clientes. Máximo Trifásico
28223111	Amortización acumulada de aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo I
28223112	Amortización acumulada de aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo II
28223113	Amortización acumulada de aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo III
28223114	Amortización acumulada de aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo IV. Actual
28223115	Amortización acumulada de aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo IV. 6 periodos
28223116	Amortización acumulada de aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo IV. Horario
28223117	Amortización acumulada de aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo V. Actual
28223118	Amortización acumulada de aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo V. 6 periodos
28223119	Amortización acumulada de aparatos de medida para servicio de clientes. Tipo V. Horario
28223120	Amortización acumulada de aparatos de medida para servicio de clientes. Contactador
28223121	Amortización acumulada de aparatos de medida para servicio de clientes. Reloj conmutador
28223122	Amortización acumulada de aparatos de medida para servicio de clientes. ICP por polo
2823	Amortización acumulada de maquinaria
2824	Amortización acumulada de utillaje
2825	Amortización acumulada de otras instalaciones
2826	Amortización acumulada de mobiliario
2827	Amortización acumulada de equipos para procesos de información
2828	Amortización acumulada de elementos de transporte
2829	Amortización acumulada de otro inmovilizado material

COD_CTA	DESCRIPCIÓN CUENTAS INMOVILIZADO
28222131	Amortización acumulada de subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 36kV<=U<110kV, convencionales, potencia activa y reactiva
28222132	Amortización acumulada de subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 36kV<=U<110kV, convencionales, posiciones
28222133	Amortización acumulada de subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 36kV<=U<110kV, blindadas, potencia activa y reactiva
28222134	Amortización acumulada de subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 36kV<=U<110kV, blindadas, posiciones
28222141	Amortización acumulada de subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 1kV<=U<36 kV, convencionales, potencia activa y reactiva
28222142	Amortización acumulada de subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 1kV<=U<36 kV, convencionales, posiciones
28222143	Amortización acumulada de subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 1kV<=U<36 kV, blindadas, potencia activa y reactiva
28222144	Amortización acumulada de subestaciones de transformación en servicio de distribución, de tensión de secundario U con 1kV<=U<36 kV, blindadas, posiciones
282222	Amortización acumulada de centros de transformación de distribución
28222251	Amortización acumulada de centros de transformación de distribución, de tensión de secundario U con U<1kV, interperie
28222252	Amortización acumulada de centros de transformación de distribución, de tensión de secundario U con U<1kV, caseta
28222253	Amortización acumulada de centros de transformación de distribución, de tensión de secundario U con U<1kV, local
282223	Amortización acumulada de despachos de maniobra y centros de control de energía de distribución
282224	Amortización acumulada de condensadores
28222420	Amortización acumulada de condensadores instalados en redes de tensión U con 110kV<=U<220kV
28222430	Amortización acumulada de condensadores instalados en redes de tensión U con 36kV<=U<110kV
28222440	Amortización acumulada de condensadores instalados en redes de tensión U con 1kV<=U<36kV
28222450	Amortización acumulada de condensadores instalados en redes de tensión U con U<1kV
282225	Amortización acumulada de reguladores de tensión
28222520	Amortización acumulada de reguladores de tensión instalados en redes de tensión U con 110kV<=U<220kV
28222530	Amortización acumulada de reguladores de tensión instalados en redes de tensión U con 36kV<=U<110kV
28222540	Amortización acumulada de reguladores de tensión instalados en redes de tensión U con 1kV<=U<36kV
282226	Amortización acumulada de equipos de fiabilidad en redes de distribución
28222621	Amortización acumulada de seccionadores instalados en redes de tensión U con 110kV<=U<220kV
28222622	Amortización acumulada de seccionadores instalados en redes de tensión U con 110kV<=U<220kV
28222623	Amortización acumulada de seccionadores instalados en redes de tensión U con 110kV<=U<220kV
28222624	Amortización acumulada de fusibles instalados en redes de tensión U con 110kV<=U<220kV
28222631	Amortización acumulada de seccionadores instalados en redes de tensión U con 36kV<=U<110kV
28222632	Amortización acumulada de seccionadores instalados en redes de tensión U con 36kV<=U<110kV
28222633	Amortización acumulada de seccionadores instalados en redes de tensión U con 36kV<=U<110kV
28222634	Amortización acumulada de fusibles instalados en redes de tensión U con 36kV<=U<110kV
28222641	Amortización acumulada de seccionadores instalados en redes de tensión U con 1kV<=U<36kV
28222642	Amortización acumulada de seccionadores instalados en redes de tensión U con 1kV<=U<36kV
28222643	Amortización acumulada de seccionadores instalados en redes de tensión U con 1kV<=U<36kV
28222644	Amortización acumulada de fusibles instalados en redes de tensión U con 1kV<=U<36kV
28222651	Amortización acumulada de seccionadores instalados en redes de tensión U<1kV
28222652	Amortización acumulada de seccionadores instalados en redes de tensión U<1kV
28222653	Amortización acumulada de seccionadores instalados en redes de tensión U<1kV
28222654	Amortización acumulada de fusibles instalados en redes de tensión U<1kV
282229	Amortización acumulada de otras instalaciones de distribución
282231	Amortización acumulada de aparatos de medida para servicio de clientes
28223101	Amortización acumulada de aparatos de medida para servicio de clientes. Monofásico simple tarifa 1.0
28223102	Amortización acumulada de aparatos de medida para servicio de clientes. Monofásico simple tarifa 2.0

TABLA 6
CÓDIGOS DE IDENTIFICACIÓN NORMALIZADA DE INSTALACIONES (CINI)

PRIMERA POSICIÓN (t)	SEGUNDA POSICIÓN		TERCERA POSICIÓN		CUARTA POSICIÓN		QUINTA POSICIÓN		SEXTA POSICIÓN	
	Col	Descripción	Col	Descripción	Col	Descripción	Col	Descripción	Col	Descripción
1 Transporte	1	Subestaciones de transformación en servicio de transporte	0	U>=400 kV	0	U>=400 kV	1	Convencional	A	<150 MVA
			1	220kV<=U<400 kV	1	220kV<=U<400 kV	2	Blindada	B	150<= S<300 MVA
1	1	Subestaciones de transformación en servicio de transporte	2	110kV<=U<220kV	2	110kV<=U<220kV	3		C	300<=S<450 MVA
			3	36kV<=U<110kV	3	36kV<=U<110kV	4		D	450<=S<600 MVA
1	1	Subestaciones de transformación en servicio de transporte	4	U<1 kV	4	U<1 kV	5		E	600<=S<800 MVA
			5	U<1 kV	5	U<1 kV	6		F	800<=S<1000 MVA
2 Distribución	0	Lineas	2	110kV<=U<220kV	1	tensada sobre postes, un circuito	1	Simplex	G	1000<=S<1200 MVA
			3	36kV<=U<110kV	2	tensada sobre postes, doble circuito	2	Dúplex	H	1200<=S<1500 MVA
2	0	Lineas	4	1kV<=U<36kV	3	tensada sobre postes, más de dos circuitos	3	Triplex	I	1500<=S<1800 MVA
			5	U<1 kV	4	apoyada sobre fachada, un circuito	4		J	S>=1800 MVA
2	0	Lineas	6	U<1 kV	5	apoyada sobre fachada, doble circuito	5		0	Posición no utilizada
			7	U<1 kV	6	apoyada sobre fachada, más de dos circuitos	6			
2	0	Lineas	8	U<1 kV	7	subterránea, un circuito	7			
			9	U<1 kV	8	subterránea, doble circuito	8			
2	0	Lineas	2	U>=400 kV	9	subterránea, más de dos circuitos	9			
			1	220kV<=U<400 kV	2	110kV<=U<220kV	1	Convencional	A	S<5 MVA
2	0	Lineas	2	110kV<=U<220kV	3	36kV<=U<110kV	2	Blindada	B	5<=S<10 MVA
			3	36kV<=U<110kV	4	1kV<=U<36kV	3		C	10<=S<15 MVA
2	0	Lineas	4	1kV<=U<36kV	4	1kV<=U<36kV	4		D	15<=S<20 MVA
			5	U<1 kV	5	U<1 kV	5		E	20<=S<25 MVA
2	0	Lineas	6	U<1 kV	6	U<1 kV	6		F	25<=S<30 MVA
			7	U<1 kV	7	U<1 kV	7		G	30<=S<40 MVA
2	0	Lineas	8	U<1 kV	8	U<1 kV	8		H	40<=S<60 MVA
			9	U<1 kV	9	U<1 kV	9		I	60<=S<80 MVA
2	0	Lineas	2	U>=400 kV	2	U>=400 kV	2		J	80<=S<100 MVA
			1	220kV<=U<400 kV	3	36kV<=U<110kV	3		K	100<=S<120 MVA
2	0	Lineas	1	110kV<=U<220kV	4	1kV<=U<36kV	4		L	120<=S<150 MVA
			2	36kV<=U<110kV	5	U<1 kV	5		M	S>=150 MVA
2	0	Lineas	3	36kV<=U<110kV	6	U<1 kV	6		Z	Centro de reparto o reflexión
			4	1kV<=U<36kV	7	U<1 kV	7			

Quando existan varios secundarios en distintos niveles de tensión, se codificará atendiendo al de mayor tensión. El detalle de transformadores quedará registrado en la tabla correspondiente.

PRIMERA POSICIÓN (†)	SEGUNDA POSICIÓN	TERCERA POSICIÓN	CUARTA POSICIÓN	QUINTA POSICIÓN	SEXTA POSICIÓN
2	Centros de transformación de distribución	4 1kV<=U<36kV	5 U < 1 Kv	1 Intemperie 2 Caseta 3 Local o subterráneo	A S<15 KVA B 15<=S<25 KVA C 25<=S<50 KVA D 50<=S<100 KVA E 100<=S<250 KVA F 250<=S<400 KVA G 400<=S<630 KVA H 630<=S<1000 KVA I S>=1000 KVA
2	Despachos de maniobra y centros de control de energía de distribución	0 Posición no utilizada	0 Posición no utilizada	0 Posición no utilizada	0 Posición no utilizada
2	Batería de condensadores	2 110KV<=U<220KV 3 36KV<=U<110KV 4 1KV<=U<36KV 5 U < 1 KV	0 Posición no utilizada	0 Posición no utilizada	A Q<1 MVAR B 1<=Q<5 MVAR C 5<=Q<10 MVAR D 10<=Q<20 MVAR E 20<=Q<30 MVAR F 30<=Q<40 MVAR G 40<=Q<50 MVAR H Q>=50 MVAR
2	Reguladores de tensión	2 110KV<=U<220KV 3 36KV<=U<110KV 4 1KV<=U<36KV	0 Posición no utilizada	0 Posición no utilizada	0 Posición no utilizada
2	Equipos de fiabilidad	2 110KV<=U<220KV 3 36KV<=U<110KV 4 1KV<=U<36KV 5 U < 1 KV	0 Posición no utilizada	1 seccionador 2 reconector 3 teleseñalizador 4 fusible 5 seccionalizador	1 manual 2 telemandado
2	Otras instalaciones técnicas de distribución	0 Posición no utilizada	0 Posición no utilizada	0 Posición no utilizada	0 Posición no utilizada

PRIMERA POSICIÓN (t)	SEGUNDA POSICIÓN	TERCERA POSICIÓN	CUARTA POSICIÓN	QUINTA POSICIÓN	SEXTA POSICIÓN
3	Gestión Comercial	1	Aparatos de medida para servicio de clientes	0	Posición no utilizada
		0	Posición no utilizada	0	Posición no utilizada
			0		A Monofásico simple tarifa 1.0 B Monofásico simple tarifa 2.0 C Trifásico o doble monofásico simple tarifa D Monofásico doble tarifa E Trifásico o doble monofásico doble tarifa F Trifásico o doble monofásico triple tarifa G Reactiva Monofásico H Reactiva Trifásico I Maximetro Monofásico J Maximetro Trifásico K Tipo I L Tipo II M Tipo III N Tipo IV. Actual O Tipo IV. 6 periodos P Tipo IV. Horario Q Tipo V. Actual R Tipo V. 6 periodos S Tipo V. Horario T Contactor U Reloj conmutador V ICP por polo Z Otros (especificar)

(t) La primera posición del CTNI será siempre la letra "T" (i mayúscula)

TABLA 7
CÓDIGOS DE UNIDADES FÍSICAS
(COD_UNI)

COD_UNI	DESCRIPCIÓN UNIDAD
U01	potencia activa contratada, en kilowatios
U02	potencia activa solicitada, en kilowatios
U03	potencia aparente instalada en kilovoltamperios
U04	longitud de tendido en kilómetros
U05	número de actuaciones
U06	número de clientes
U07	número de trabajadores
U08	masa salarial sujeta a convenio en miles de euros
U09	horas hombre asignadas
U10	energía distribuida (subida a barras de central), en kWh
U11	número de posiciones (para AT>=36kV)
U12	número de celdas (para 1kV<=MT<=36 kV)
U13	Otros.

TABLA 9

TIPOS DE DATOS SQL

TIPO DE DATOS	LONGITUD	DESCRIPCIÓN
BINARY	1 byte	Para consultas sobre tabla adjunta de productos de bases de datos que definen un tipo de datos Binario
BIT	1 byte	0 ó 1
BYTE	1 byte	Un valor entero entre 0 y 255
COUNTER	4 bytes	Un número incrementado automáticamente (de tipo Long)
CURRENCY	8 bytes	Un entero escalable entre 922.337.203.685.477,5808 y 922.337.203.685.477,5807.
DATETIME	8 bytes	Un valor de fecha u hora entre los años 100 y 9999
SINGLE	4 bytes	Un valor en punto flotante de precisión simple con un rango de -3.402823*10 ³⁸ a 3.402823*10 ³⁸ para valores negativos, 1.401298*10 ⁴⁵ a 3.402823*10 ⁴⁵ para valores positivos, y 0.
DOUBLE	8 bytes	Un valor en punto flotante de doble precisión con un rango de -1.79769313486232*10 ³⁰⁸ a -4.94065645841247*10 ⁻³⁰⁸ para valores negativos, 4.94065645841247*10 ³⁰⁸ a 1.79769313486232*10 ³⁰⁸ para valores positivos, y 0.
SHORT	2 bytes	Un entero corto entre -32.768 y 32.767.
LONG	4 bytes	Un entero largo entre -2.147.483.648 y 2.147.483.647.
LONGTEXT	1 byte por carácter	De cero a un máximo de 1.2 gigabytes.
LONGBINARY	Según se necesita	De cero 1 gigabyte. Utilizado para objetos OLE.
VARCHAR	1 byte por carácter	De cero a 255 caracteres

TABLA 8

CATÁLOGO DE INSTALACIONES NORMALIZADAS

(COD_CAT)

COD_CAT	DESCRIPCIÓN	DESCRIPCIÓN
BT_P_01	LBT tensada sobre postes 3x25	
BT_P_02	LBT tensada sobre postes 3x50	
BT_P_03	LBT tensada sobre postes 3x95	
BT_P_04	LBT tensada sobre postes 3x150	
BT_F_01	LBT apoyada sobre fachada 3x25	
BT_F_02	LBT apoyada sobre fachada 3x50	
BT_F_03	LBT apoyada sobre fachada 3x95	
BT_S_02	LBT subterránea 3x60	
BT_S_03	LBT subterránea 3x95	
BT_S_04	LBT subterránea 3x150	
BT_S_05	LBT subterránea 3x240	
CT_L_01	CT interperie 15 KVA	
CT_L_02	CT interperie 25 KVA	
CT_L_03	CT interperie 50 KVA	
CT_L_04	CT interperie 100 KVA	
CT_L_05	CT interperie 250 KVA	
CT_C_04	CT caseta 100 KVA	
CT_C_05	CT caseta 250 KVA	
CT_C_06	CT caseta 400 KVA	
CT_C_07	CT caseta 630 KVA	
CT_C_08	CT caseta 1000 KVA	
CT_L_04	CT local 100 KVA	
CT_L_05	CT local 250 KVA	
CT_L_06	CT local 400 KVA	
CT_L_07	CT local 630 KVA	
CT_L_08	CT local 1000 KVA	
MT_A_01	LMT aérea LA30	
MT_A_02	LMT aérea LA55	
MT_A_03	LMT aérea LA80	
MT_A_04	LMT aérea LA110	
MT_A_05	LMT aérea LA145	
MT_A_06	LMT aérea LA180	
MT_A_07	LMT aérea LA240	
MT_S_02	LMT subterránea Tema 50	
MT_S_03	LMT subterránea Tema 95	
MT_S_04	LMT subterránea Tema 150	
MT_S_05	LMT subterránea Tema 240	
MT_S_06	LMT subterránea Tema 400	
AT_A_H1	LAT aérea Hawk 66 KV	
AT_A_C1	LAT aérea Cóndor 66 KV	
AT_A_H2	LAT aérea Hawk 132 KV	
AT_A_C2	LAT aérea Cóndor 132 KV	
AT_A_CD	LAT aérea Cóndor Duplex 132 KV	
AT_S_01	LAT subterránea HEPRZ Tema 300 66 KV	
AT_S_02	LAT subterránea HEPRZ Tema 500 66 KV	
AT_S_03	LAT subterránea Tema 400 132 KV	
AT_S_04	LAT subterránea Tema 630 132 KV	
AT_S_05	LAT subterránea Tema 1000 132 KV	
SE_L_00	SE interperie 66/20 KV, 5 MVA	
SE_L_01	SE interperie 66/20 KV, 10 MVA	
SE_L_2a	SE interperie 66/20 KV, 20 MVA	
SE_L_2b	SE interperie 132/20 KV, 20 MVA	
SE_L_3a	SE interperie 66/20 KV, 30 MVA	
SE_L_3b	SE interperie 132/20 KV, 30 MVA	
SE_L_4a	SE interperie 66/20 KV 2x20 MVA	
SE_L_4b	SE interperie 132/20 KV 2x20 MVA	
SE_L_05	SE interperie 132/20 KV 2x30, 3x20 MVA	
SE_L_06	SE interperie 132/20 KV 2x40 MVA	
SE_L_07	SE interperie 132/20 KV 2x50 MVA	
SE_L_08	SE interperie 132/20 KV 3x40 MVA	
SE_L_09	SE interperie 132/20 KV 3x50 MVA	
SE_B_00	SE blindada 66/20 KV, 5 MVA	
SE_B_01	SE blindada 66/20 KV, 10 MVA	
SE_B_2a	SE blindada 66/20 KV, 20 MVA	
SE_B_2b	SE blindada 132/20 KV, 20 MVA	
SE_B_3a	SE blindada 66/20 KV, 30 MVA	
SE_B_3b	SE blindada 132/20 KV, 30 MVA	
SE_B_4a	SE blindada 66/20 KV 2x20 MVA	
SE_B_4b	SE blindada 132/20 KV 2x20 MVA	
SE_B_05	SE blindada 132/20 KV 2x30, 3x20 MVA	
SE_B_06	SE blindada 132/20 KV 2x40 MVA	
SE_B_07	SE blindada 132/20 KV 2x50 MVA	
SE_B_08	SE blindada 132/20 KV 3x40 MVA	
SE_B_09	SE blindada 132/20 KV 3x50 MVA	
CO__01	Batería de condensadores 1 MVAR	
CO__02	Batería de condensadores 5 MVAR	
CO__03	Batería de condensadores 10 MVAR	
CO__04	Batería de condensadores 20 MVAR	
FI__11	Seccionador manual	
FI__12	Seccionador telemando	
FI__20	Reconector	
FI__30	Telesfinalizador	
FI__40	Seccionalizador	

TABLA 10

SINÓNIMOS PARA LOS TIPOS DE DATOS SQL

TIPO DE DATOS	SINÓNIMOS
BINARY	VARBINARY
BIT	BOOLEAN LOGICAL LOGICAL1 YESNO
BYTE	INTEGER1
COUNTER	AUTOINCREMENT
CURRENCY	MONEY
DATETIME	DATE TIME TIMESTAMP
SINGLE	FLOAT4 IEEE SINGLE REAL
DOUBLE	FLOAT FLOAT8 IEEE DOUBLE NUMBER NUMERIC
SHORT	INTEGER2 SMALLINT
LONG	INT INTEGER INTEGER4
LONGBINARY	GENERAL OLEOBJECT
LONGTEXT	LONGCHAR MEMO NOTE
VARCHAR	ALPHANUMERIC CHAR CHARACTER STRING TEXT

TABLA 11
CÓDIGO DE TARIFAS
(COD_TFA)

COD_TFA	DESCRIPCIÓN	COD_TFA	DESCRIPCIÓN
11	1.0	112	R.2
12	2.0	113	R.3
13	2.0N	122	G4, 36 kV < T <= 72,5 kV
31	3.0	123	G4, 72,5 kV < T <= 145 kV
41	4.0	124	G4, T > 145 kV
51	B.0	131	D.1
52	R.0	132	D.2
61	1.1	133	D.3
62	1.1 INT	134	D.4
64	2.1	141	T.H.P. T<=36kV
65	2.1 INT	142	T.H.P. 36 kV < T <= 72,5 kV
66	3.1	143	T.H.P. 72,5 kV < T <= 145 kV
67	3.1 INT	144	T.H.P. T > 145 kV
71	1.2	299	PEAJE TAJO-SEGURA
72	1.2 INT	300	TRASVASE TAJO-SEGURA
73	2.2	401	2.0.A
74	2.2 INT	402	2.0.n.A
75	3.2	403	3.0.A
76	3.2 INT	404	3.1.A
81	1.3	405	6.1.A
82	1.3 INT	406	6.2.A
84	2.3	407	6.3.A
85	2.3 INT	408	6.4.A
86	3.3	410	6.5.Internacional
87	3.3 INT	411	6.5.Cualificados. T <= 36kV
91	1.4	412	6.5.Cualificados. 36 kV < T <= 72,5 kV
92	1.4 INT	413	6.5.Cualificados. 72,5 kV < T <= 145 kV
94	2.4	414	6.5.Cualificados. T > 145 kV
95	2.4 INT	500	EMPLEADOS
96	3.4	501	CONSUMOS PROPIOS
97	3.4 INT	502	CONSUMOS OTRAS ACTIVIDADES
101	T.1	503	CONSUMOS GRATUITOS
102	T.2	504	CONCESIONES ADMINISTRATIVAS
103	T.3	505	CONCESIONES ADMVAS. TAJO-SEGURA
111	R.1		

TABLA 12
CÓDIGO DE CUENTAS DE GASTO E INGRESO A UTILIZAR EN LA
DECLARACIÓN DE CRITERIOS DE REPARTO
(COD_CTA)

COD_CTA	Descripción de la cuenta
600	Compras de energía
601	Compras de materias energéticas
602	Compras de otros aprovisionamientos
605	Trabajos realizados por otras empresas
606	Transporte de energía realizado por otras empresas
608	Devoluciones de compras y operaciones similares
609	"Rappels" por compras
611	Variación de existencias de materias energéticas
612	Variación de existencias de otros aprovisionamientos
620	Gastos en investigación y desarrollo del ejercicio
621	Arrendamientos y cánones
622	Reparaciones y conservación
623	Servicios de profesionales independientes
624	Transportes
625	Primas de seguros
626	Servicios bancarios y similares
627	Publicidad, propaganda y relaciones públicas
628	Suministros
629	Otros servicios
630	Impuesto sobre beneficios
631	Otros tributos
633	Ajustes negativos en la imposición sobre beneficios
634	Ajustes negativos en la imposición indirecta
636	Devolución de impuestos
638	Ajustes positivos en la imposición sobre beneficios
639	Ajustes positivos en la imposición indirecta
640	Sueldos y salarios
641	Indemnizaciones
642	Seguridad social a cargo de la empresa
643	Aportaciones a sistemas complementarios de pensiones
649	Otros gastos sociales
650	Pérdidas de créditos comerciales incobrables
651	Resultados de operaciones en común
652	Indemnizaciones a terceros
659	Otras pérdidas en gestión corriente
661	Intereses de obligaciones y bonos
662	Intereses de deudas a largo plazo
663	Intereses de deudas a corto plazo
664	Intereses por descuento de efectos
665	Descuentos por pronto pago
666	Pérdidas procedentes de valores negociables
667	Pérdidas de créditos
668	Diferencias negativas de cambio
669	Otros gastos financieros
670	Pérdidas procedentes del inmovilizado inmaterial
671	Pérdidas procedentes del inmovilizado material
672	Pérdidas procedentes de participaciones en capital a largo plazo de empresas del grupo
673	Pérdidas procedentes de participaciones en capital a largo plazo de empresas asociadas
674	Pérdidas por operaciones con acciones y obligaciones propias
678	Gastos extraordinarios
679	Gastos y pérdidas de ejercicios anteriores
680	Amortización de gastos de establecimiento
681	Amortización del inmovilizado inmaterial
682	Amortización del inmovilizado material
690	Dotación al fondo de reversión
691	Dotación a la provisión del inmovilizado inmaterial
692	Dotación a la provisión del inmovilizado material
693	Dotación a la provisión de existencias
694	Dotación a la provisión para insolvencias de tráfico
695	Dotación a la provisión para otras operaciones de tráfico
696	Dotación a la provisión para valores negociables a largo plazo
697	Dotación a la provisión para insolvencias de créditos a largo plazo
698	Dotación a la provisión para valores negociables a corto plazo
699	Dotación a la provisión para insolvencias de créditos a corto plazo

RELACION DEL CAMPO DENOMINADO GFA CON LAS CUENTAS DEL RD 437/1998 PARA CADA UNO DE LOS CECOS

CC	Descripción de la cuenta	C101	C102	C103	C201	C202	C203	C31	C32	C40	C402	C403	C501	C502	C503	C601	C602	C603	C604	C605	C606	C607	C608	C609	C610	
65	Otros gastos de gestión																									
650	Pérdidas de créditos comerciales incobrables																									
651	Resultados de operaciones en común																									
652	Indemnizaciones a terceros																									
659	Otras pérdidas en gestión corriente																									
66	Gastos financieros																									
661	Intereses de obligaciones y bonos																									
662	Intereses de deudás a largo plazo																									
663	Intereses de deudas a corto plazo																									
664	Intereses por descuento de efectos																									
665	Descontos por pronto pago																									
666	Pérdidas procedentes de valores negociables																									
667	Pérdidas de créditos																									
668	Diferencias negativas de cambio																									
669	Otros gastos financieros																									
67	Pérdidas procedentes del inmovilizado y gastos excepcionales																									
670	Pérdidas procedentes del inmovilizado inmaterial																									
671	Pérdidas procedentes del inmovilizado material																									
672	Pérdidas procedentes de participaciones en capital a largo plazo de empresas del grupo																									
673	Pérdidas procedentes de participaciones en capital a largo plazo de empresas asociadas																									
674	Pérdidas por operaciones con acciones y obligaciones propias																									
678	Gastos extraordinarios																									
679	Gastos y pérdidas de ejercicios anteriores																									
68	Dotaciones para amortizaciones																									
680	Amortización de gastos de establecimiento																									
681	Amortización del inmovilizado inmaterial																									
682	Amortización del inmovilizado material																									
68	Dotaciones a las provisiones																									
69	Dotación al fondo de reversión																									
691	Dotación a la provisión del inmovilizado inmaterial																									
692	Dotación a la provisión del inmovilizado material																									
693	Dotación a la provisión de existencias																									
694	Dotación a la provisión para insolvencias de tráfico																									
695	Dotación a la provisión para otras operaciones de tráfico																									
696	Dotación a la provisión para valores negociables a largo plazo																									
697	Dotación a la provisión para insolvencias de créditos a largo plazo																									
698	Dotación a la provisión para valores negociables a corto plazo																									
699	Dotación a la provisión para insolvencias de créditos a corto plazo																									

ANEXO IV

FORMULARIOS DE ENVÍO DE INFORMACIÓN A LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

FORMULARIO 1

INFORMACIÓN RELATIVA A LA GEORREFERENCIACIÓN DE LA DEMANDA SALVO SUMINISTROS A DISTRIBUIDORES.

Nudo	Coordenadas UTM			Tipo	COD_TFA	CUPS	COD_DIS	Municipio	Provincia	Conexión	Tensión alimentación	Potencia contratada (*)	Consumo anual	Año de incorporación (**)
	X	Y	Z											

(*) Potencia contratada a fecha 31/12/2004.

(**) Año de incorporación: ejercicio en que la información ha sido declarada a esta Comisión con motivo de la presente Circular.

Descripción de Campos

Campo	Información y/o unidades	Código SQL
Nudo ²	Código del nudo	varchar 20
Coordenadas UTM	X	long
	Y	long
	Z	long
Tipo	CBT, CMT o CAT	varchar 3
COD_TFA	Código de tarifa ³	varchar 10
CUPS	Código Universal de Punto de Suministro	varchar 20
COD_DIS	Código de la compañía distribuidora ⁴	varchar 10
Municipio	Código de municipio INE	short
Provincia	Código de provincia INE	short
Conexión	A: aéreo S: subterráneo	varchar 1
Tensión de alimentación	kV	single
Potencia contratada	kW	single
Energía anual consumida	kWh	single
Año de incorporación en la base de datos		short

² Para los clientes de baja tensión este campo se podrá declarar como NULL. Se entiende por nudo el punto de conexión de los clientes a la red.

³ Código de tarifa a la que se encuentra acogido el cliente a 31/12/2004, según los códigos incluidos en la Tabla 11 del Anexo II.

⁴ Código de la compañía distribuidora según la Tabla 1 del Anexo II.

FORMULARIO 2

INFORMACIÓN RELATIVA A LA GEORREFERENCIACIÓN DE LA DEMANDA- SUMINISTRO A DISTRIBUIDORES

Nudo	Coordenadas UTM			Tipo	COD_TFA	CUPS	COD_DIS declarante	COD_DIS cliente	Municipio	Provincia	Conexión	Tensión alimentación	Potencia contratada (*)	Consumo anual	Año de incorporación (**)
	X	Y	Z												

(*) Potencia contratada a fecha 31/12/2004.

(**) Año de incorporación: ejercicio en que la información ha sido declarada a esta Comisión con motivo de la presente Circular.

Descripción de Campos

Campo	Información y/o unidades	Código SQL
Nudo ⁵	Código del nudo	varchar 20
Coordenadas UTM	X	long
	Y	long
	Z	long
Tipo	CBT, CMT o CAT	varchar 3
COD_TFA	Código de tarifa ⁶	varchar 10
CUPS	Código Universal de Punto de Suministro	varchar 20
COD_DIS declarante	Código de la compañía distribuidora declarante ⁷	varchar 10
COD_DIS cliente	Código de la compañía distribuidora cliente ⁷	varchar 10
Municipio	Código de municipio INE	short
Provincia	Código de provincia INE	short
Conexión	A: aéreo S: subterráneo	varchar 1
Tensión de alimentación	kV	single
Potencia contratada	kW	single
Energía anual consumida	kWh	single
Año de incorporación en la base de datos		short

⁵ Para los clientes de baja tensión este campo se podrá declarar como NULL. Se entiende por nudo el punto de conexión de los clientes a la red.

⁶ Código de tarifa a la que se encuentra acogido el cliente a 31/12/2004, según los códigos incluidos en la Tabla 11 del Anexo II.

⁷ Código de la compañía distribuidora según la Tabla 1 del Anexo II.

FORMULARIO 3

INFORMACIÓN RELATIVA A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Nudo	Coordenadas UTM			COD_DIS	Municipio	Provincia	Conexión	Tensión de alimentación	Potencia instalada	Producción anual	Producción anual (reactiva)	Año de incorporación (*)
	X	Y	Z									

(*) Año de incorporación: ejercicio en que la información ha sido declarada a esta Comisión con motivo de la presente Circular.

Descripción de Campos

Campo	Información y/o unidades	Código SQL
Nudo	Código del nudo	varchar 10
Coordenadas UTM	X	long
	Y	long
	Z	long
COD_DIS	Código de la compañía distribuidora ⁸	varchar 10
Municipio	Código de municipio INE	short
Provincia	Código de provincia INE	short
Conexión	A: aéreo S: subterráneo	varchar 1
Tensión de alimentación.	kV	single
Potencia instalada	kVA	single
Energía anual producida	kWh/año	single
Energía reactiva producida al año	kVAh/año	single
Año de incorporación en la base de datos		short

⁸ Código de la compañía distribuidora según la Tabla 1 del Anexo II.

FORMULARIO 4

INFORMACIÓN RELATIVA A LAS NUEVAS DEMANDAS PREVISTAS – CRECIMIENTOS HORIZONTALES AGREGADOS

Coordenadas UTM aproximadas			Superficie total estimada a electrificar	Uso predominante previsto para la agrupación	Número de suministros BT	Número de suministros MT	Número de suministros AT	COD_DIS	Potencia total estimada	Municipio	Provincia	Año previsto de incorporación
X	Y	Z										

Descripción de Campos

Campo	Información y/o unidades	Código SQL
Coordenadas UTM aproximadas	X	long
	Y	long
	Z	long
Superficie total estimada a electrificar	m ²	single
Uso predominante previsto para la agrupación	0: residencial 1: polígono industrial	bit
Número de suministros BT		short
Número de suministros MT		short
Número de suministros AT		short
COD_DIS	Código de la compañía distribuidora ⁹	varchar 10
Potencia total estimada	kW	single
Municipio	Código de municipio INE	short
Provincia	Código de provincia INE	short
Año previsto de incorporación	Año en que está prevista sea efectiva la demanda declarada	short

⁹ Código de la compañía distribuidora según la Tabla 1 del Anexo II.

FORMULARIO 5**INFORMACIÓN RELATIVA A LAS NUEVAS DEMANDAS PREVISTAS – CRECIMIENTOS HORIZONTALES SINGULARES**

Coordenadas UTM			Tipo	COD_DIS	Municipio	Provincia	Conexión	Tensión de alimentación	Potencia solicitada	Año previsto de incorporación
X	Y	Z								

Descripción de Campos

Campo	Información y/o unidades	Código SQL
Coordenadas UTM	X	long
	Y	long
	Z	long
Tipo	CAT ¹⁰	varchar 3
COD_DIS	Código de la compañía distribuidora ¹¹	varchar 10
Municipio	Código de municipio INE	short
Provincia	Código de provincia INE	short
Conexión	A: aéreo S: subterráneo	varchar 1
Tensión de alimentación.	kV	single
Potencia solicitada	kW	single
Año previsto de incorporación		short

¹⁰ Únicamente se considerarán a efectos de este formulario los crecimientos previstos de clientes conectados a tensiones iguales o superiores a 36 kV, por lo que este campo será cubierto necesariamente con el tipo "CAT" (clientes de alta tensión).

¹¹ Código de la compañía distribuidora según la Tabla I del Anexo II.

FORMULARIO 6**INFORMACIÓN RELATIVA A LAS NUEVAS DEMANDAS PREVISTAS – CRECIMIENTOS VERTICALES AGREGADOS**

Nudo	Coordenadas UTM aproximadas			Superficie total estimada a electrificar	Uso predominante previsto para la agrupación	Número de suministros BT	Número de suministros MT	Número de suministros AT	COD_DIS	Potencia total estimada	Municipio	Provincia	Año previsto de incorporación
	X	Y	Z										

Descripción de Campos

Campo	Información y/o unidades	Código SQL
Nudo	Código del nudo	varchar 20
Coordenadas UTM aproximadas	X	long
	Y	long
	Z	long
Superficie total estimada a electrificar	m ²	single
Uso predominante previsto para la agrupación	0: residencial 1: polígono industrial	bit
Número de suministros BT		short
Número de suministros MT		short
Número de suministros AT		short
COD_DIS	Código de la compañía distribuidora ¹²	varchar 10
Potencia total estimada	kW	single
Municipio	Código de municipio INE	short
Provincia	Código de provincia INE	short
Año previsto de incorporación	Año en que está prevista sea efectiva la demanda declarada	short

¹² Código de la compañía distribuidora según la Tabla I del Anexo II.

FORMULARIO 7**INFORMACIÓN RELATIVA A LAS NUEVAS DEMANDAS PREVISTAS – CRECIMIENTOS VERTICALES SINGULARES**

Nudo	Coordenadas UTM			Tipo	Tarifa	CUPS	COD_DIS	Municipio	Provincia	Conexión	Tensión de alimentación	Potencia contratada	Año previsto de incorporación
	X	Y	Z										

Descripción de Campos

Campo	Información y/o unidades	Código SQL
Nudo	Código del nudo	varchar 20
Coordenadas UTM	X	long
	Y	long
	Z	long
Tipo	CAT ¹³	varchar 3
Tarifa		varchar 10
CUPS		varchar 20
COD_DIS	Código de la compañía distribuidora ¹⁴	varchar 10
Municipio	Código de municipio INE	short
Provincia	Código de provincia INE	short
Conexión	A: aéreo S: subterráneo	varchar 1
Tensión de alimentación	kV	single
Potencia solicitada	kW	single
Año previsto de incorporación		short

¹³ Únicamente se considerarán a efectos de este formulario los crecimientos previstos de clientes conectados a tensiones iguales o superiores a 36 kV, por lo que este campo será cubierto necesariamente con el tipo "CAT" (clientes de alta tensión).

¹⁴ Código de la compañía distribuidora según la Tabla 1 del Anexo II.

FORMULARIO 8**INFORMACIÓN RELATIVA AL VOLUMEN DE INVERSIÓN PREVISTO E INVENTARIO DE INSTALACIONES PARA ATENDER LOS INCREMENTOS DE DEMANDA**

Cod_Dis	Año	Cod_Priv	CINI	Unidades	Inversiones

Descripción de Campos

COD_DIS = Código del Distribuidor (ver Tabla 1 Anexo II). Tipo SQL: varchar 10.

AÑO = AAAA = Código de tipo numérico con longitud 4, correspondiente al año del informe. Tipo SQL: short.

COD_PRV = Código de la provincia (ver Tabla 3 Anexo II) en que se realizan las inversiones. Tipo SQL: varchar 3.

CINI = Código de Identificación Normalizada de Instalaciones (ver Tabla 6 Anexo II). Tipo SQL: varchar 10.

UNIDADES = Número de instalaciones/ equipos vinculados a un determinado CINI cuya instalación se prevé. En el caso de las líneas, este número se interpretará como la longitud del tendido en kilómetros. En el resto de casos, se declarará como número de elementos. Tipo SQL: single.

INVERSIONES= Es el importe en euros (con dos decimales) de las inversiones previstas. Tipo SQL: single.

FORMULARIO 9

INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN REALES EXISTENTES.

TOPOLOGÍA DE LA RED REAL

De acuerdo con lo visto en el Anexo I, a continuación se muestra un ejemplo de archivo descriptivo de la topología de la red real con dos tramos, el primero de ellos formado por 4 vértices y el segundo por 2.

Código tramo 1

x1, y1, z1

x2, y2, z2

x3, y3, z3

x4, y4, z4

END

Código tramo 2

x1, y1, z1

x2, y2, z2

END

END

FORMULARIO 10

INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN REALES EXISTENTES.

ATRIBUTOS DE LA RED REAL

Tramo (*)	Nudo Inicial	Nudo Final	CINI	Provincia	Nivel de Tensión	Longitud (**)	Número de circuitos	Tipo	Denominación conductor	Material	R	X	Intensidad máxima	sigue...

...	Tasa de fallo			Tiempo de reparación			Estado de operación habitual	Coste de inversión	Mantenimiento preventivo		Mantenimiento correctivo	COD_DIS	¿Pertenece a la compañía?	Año de instalación
	min	esp	máx	min	esp	máx			€/año	horas/año				

(*) Se entiende por "Tramo" de línea el conjunto de segmentos rectilíneos consecutivos comprendido entre dos nudos; cada tramo queda definido por sus vértices (ver Formulario 9 "Topología de la red real").

(**) Se entiende por "Longitud" la suma de distancias de los segmentos que comprenden cada Tramo.

Descripción de Campos (en página siguiente)

(*) Se entiende por "Tramo" cada segmento rectilíneo de conductor definido entre dos nudos. Cada cambio de dirección en una línea dará lugar a un nuevo tramo, el nudo utilizado para definirlo puede informarse mediante el Formulario dedicado a la definición de nudos topológicos (nudos que carecen de generación o demanda asociadas, pero en los que confluyen tramos).

(**) Se entiende por "Longitud" la distancia comprendida entre los nudos que delimitan el tramo, no de la medida tomada sobre el cable o la catenaria.

FORMULARIO 10 (continuación)**INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN REALES EXISTENTES.****ATRIBUTOS DE LA RED REAL****Descripción de Campos**

Campo	Información y/o unidades	Código SQL
Tramo	Código de tramo	varchar 20
Nudo Inicial	Código de nudo inicial	varchar 20
Nudo Final	Código de nudo final	varchar 20
CINI	Cód. Id. Normalizada Instalaciones	varchar 10
Provincia	Código de provincia INE	short
Nivel de Tensión	kV ¹⁵	single
Longitud	km	single
Número de circuitos		short
Tipo	T: aéreo-trenzado D: aéreo desnudo S: subterráneo	varchar 1
Denominación conductor	p.e., LA-150	varchar 20
Material		varchar 20
R	Resistencia en Ohmios	single
X	Reactancia en Ohmios	single
Intensidad máxima	Amperios	single
Tasa de fallo	Mínima	Fallos/año, del histórico de fiabilidad
	Esperada	Fallos/año, del histórico de fiabilidad
	Máxima	Fallos/año, del histórico de fiabilidad
Tiempo de reparación	Mínimo	horas
	Esperado	horas
	Máximo	horas
Estado de operación habitual	1 si activo, 0 si no → Normalmente abierto	bit
Coste de inversión	€	single
Mantenimiento preventivo	€/año	single
Mantenimiento correctivo	horas/año	single
COD_DIS	€/fallo	single
Pertenece a la compañía	Código de la compañía distribuidora ¹⁶	varchar 10
	0: pertenece a terceros 1: pertenece a la compañía	bit
Año de instalación		short

¹⁵ No se exige a las compañías distribuidoras la aportación de la información relativa a las redes de Baja Tensión¹⁶ Código de la compañía distribuidora según la Tabla I del Anexo II.**FORMULARIO 11****INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN REALES EXISTENTES.****CARACTERÍSTICAS DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN**

Nudo	CT	CINI	Coord. UTM			Municipio	Provincia	Nivel de tensión lado de alta	Descripción	Potencia total instalada	Energía anual consumida	Demanda pico de activa	Demanda pico de reactiva	sigue...
			X	Y	Z									

...	Número máximo de salidas	Coste de inversión de una salida (*)	Coste de inversión	Mant ^o preventivo		Mant ^o correctivo	COD_DIS	¿Pertenece a la compañía?	Año de instalación (**)	Número máximo de máquinas
				€/año	horas/año					

(*) Se entiende por coste de inversión de una salida el coste adicional estimado de un nuevo *feeder*.

(**) Se entiende por año de instalación el del CT, independientemente de que se hayan instalado posteriormente trafos adicionales.

Descripción de Campos (en página siguiente)

FORMULARIO 11 (continuación)**INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN REALES EXISTENTES.
CARACTERÍSTICAS DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN****Descripción de Campos**

Campo	Información y/o unidades	Código SQL
Nudo	Código del nudo	varchar 20
CT	Código del CT	varchar 20
CINI	Cód. Id. Normalizada Instalaciones	varchar 10
Coordenadas UTM	X	long
	Y	long
	Z	long
Municipio	Código de municipio INE	short
Provincia	Código de provincia INE	short
Nivel de tensión lado de alta	kV	single
Descripción	I: intemperie C: caseta L: local o subterráneo	varchar 1
Potencia total instalada	kVA	single
Energía anual consumida	kWh	single
Demanda pico de activa	kW	single
Demanda pico de reactiva	kVAr	single
Número máximo de salidas		short
Coste de inversión de una salida	€	single
Coste de inversión	€	single
Mantenimiento preventivo	€/año	single
	horas/año	single
Mantenimiento correctivo	€/fallo	single
COD DIS	Código de la compañía distribuidora ¹⁷	varchar 10
Pertenece a la compañía	0: pertenece a terceros; 1: pertenece a cía	bit
Año de instalación		short
Número máximo de máquinas		short

¹⁷ Código de la compañía distribuidora según la Tabla 1 del Anexo II.**FORMULARIO 12****INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN REALES EXISTENTES.
COMPOSICIÓN DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN**

CT	Máquina	Potencia máquina	Pérdidas de vacío	Pérdidas de corto a potencia nominal	Tasa de fallo			Tiempo de reparación			
					mín	esp	máx	mín	esp	máx	

Descripción de Campos

Campo	Información y/o unidades	Código SQL
CT	Código del CT	varchar 20
Máquina	Código de máquina	single
Potencia máquina	kVA	single
Pérdidas de vacío	kWh	single
Pérdidas de cortocircuito a potencia nominal	kWh	single
Tasa de fallo	Mínima	Fallos/año
	Esperada	Fallos/año
	Máxima	Fallos/año
Tiempo de reparación	Mínimo	horas
	Esperado	horas
	Máximo	horas

FORMULARIO 13**INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN REALES EXISTENTES.
SUBESTACIONES AT/MT**

Nudo	Subestación	CINI	Denominación	Coord. UTM			Municipio	Provincia	Descripción	Energía anual consumida	Demanda pico de activa	sigue...
				X	Y	Z						

...	Número máximo de salidas	Coste de inversión	Mant ^o preventivo		Mant ^o correctivo	COD_DIS	¿Pertenece a cia.?	Año de instalación	Número máximo de trafos	Coste de ampliación	Número de salidas
			€/año	horas/año							

Descripción de Campos (en página siguiente)

FORMULARIO 13 (continuación)**INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN REALES EXISTENTES.
SUBESTACIONES**

Descripción de Campos

Campo	Información y/o unidades	Código SQL
Nudo	Código del nudo	varchar 20
Subestación	Código de subestación	varchar 20
CINI	Cód. Id. Normalizada Instalaciones	varchar 10
Denominación		varchar 20
Coordenadas UTM	X	long
	Y	long
	Z	long
Municipio	Código de municipio INE	short
Provincia	Código de provincia INE	short
Descripción	blindada convencional	varchar 20
Energía anual consumida	kWh	single
Demanda pico de activa	kW	single
Coste de inversión	€	single
Mantenimiento preventivo	€/año	single
	horas/año	single
Mantenimiento correctivo	€/fallo	single
	COD DIS	Código de la compañía distribuidora ¹⁸
Pertenece a compañía	0: pertenece a terceros 1: pertenece a la compañía	bit
Año de instalación		short
Número máximo de transformadores		short
Coste de ampliación	€	single
Número de salidas		single

¹⁸ Código de la compañía distribuidora según la Tabla 1 del Anexo II.

FORMULARIO 14**INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN REALES EXISTENTES.
COMPOSICIÓN DE SUBESTACIONES**

Subestación	Máquina	Tensión lado alta	Tensión lado baja	Potencia del transformador	Pérdidas de vacío	Pérdidas de corto a potencia nominal	Tasa de fallo			Tiempo de reparación		
							min	esp	máx	min	esp	máx

Descripción de Campos

Campo	Información y/o unidades	Código SQL
Subestación	Código de subestación	varchar 10
Máquina	Código de máquina	single
Tensión lado alta	kV	single
Tensión lado baja	kV	single
Potencia de la máquina	kVA	single
Pérdidas de vacío	kW	single
Pérdidas de cortocircuito a potencia nominal	kW	single
Tasa de fallo	Mínima	Fallos/año
	Esperada	Fallos/año
	Máxima	Fallos/año
Tiempo de reparación	Mínimo	horas
	Esperado	horas
	Máximo	horas

FORMULARIO 15**INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN REALES EXISTENTES.
EQUIPOS DE MEJORA DE LA FIABILIDAD**

Nudo	Tramo	Elemento de protección	CINI	Coord. UTM			Municipio	Provincia	Nivel de tensión	Tasa de fallo	Coste de inversión	Mant° preventivo		Mant° correctivo	COD_DIS	¿Pertenece a cia.?	Año de instalación
				X	Y	Z						€/año	horas/año				

Descripción de Campos

Campo	Información y/o unidades	Código SQL
Nudo	Código del nudo	varchar 20
Tramo	Código del tramo	varchar 20
Elemento de protección	Código del elemento de protección	varchar 20
CINI	Cód. Id. Normalizada Instalaciones	varchar 10
Coordenadas UTM	X	long
	Y	long
	Z	long
Municipio	Código de municipio INE	short
Provincia	Código de provincia INE	short
Nivel de tensión	kV	single
Tasa de fallo	n° fallos/año	short
Coste de inversión	€	single
Mantenimiento preventivo	€/año	single
Mantenimiento correctivo	horas/año	
COD_DIS	€/fallo	single
Pertenece a compañía	Código de la compañía distribuidora ¹⁹	varchar 10
	0: pertenece a terceros 1: pertenece a la compañía	bit
Año de instalación		short

¹⁹ Código de la compañía distribuidora según la Tabla 1 del Anexo II.

FORMULARIO 16**INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN REALES EXISTENTES.
CONDENSADORES**

Nudo	Condensador	CINI	Coordenadas UTM			Municipio	Provincia	Nivel de tensión	Potencia instalada	Tasa de fallo	Coste de inversión	Mant ^o preventivo		Mant ^o correctivo	COD_DIS	¿Pertenece a la cia?	Año de instalación
			X	Y	Z							€/año	horas/año				

Descripción de Campos

Campo	Información y/o unidades	Código SQL
Nudo	Código del nudo	varchar 20
Condensador	Código del condensador	varchar 20
CINI	Cód. Id. Normalizada Instalaciones	varchar 10
Coordenadas UTM	X	long
	Y	long
	Z	long
Municipio	Código de municipio INE	short
Provincia	Código de provincia INE	short
Nivel de tensión	kV	single
Potencia instalada	kVA	single
Tasa de fallo	n ^o fallos/año	single
Coste de inversión	€	single
Mantenimiento preventivo	€/año	single
	horas/año	single
Mantenimiento correctivo	€/fallo	single
	Código de la compañía distribuidora ²⁰	varchar 10
Pertenece a la compañía	0: pertenece a terceros 1: pertenece a la compañía	bit
Año de instalación		short

²⁰ Código de la compañía distribuidora según la Tabla 1 del Anexo II.

FORMULARIO 17**INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN REALES EXISTENTES.
REGULADORES DE TENSIÓN**

Nudo	Tramo (*)	Regulador de tensión.	CINI	Coord. UTM			Resistencia c.c.	Reactancia c.c.	Tensión	Potencia	Step	Toma mín.	Toma máx.	Coste de inversión	Mant ^o preventivo		Mant ^o correctivo	COD_DIS	¿Pertenece a la cia?	Año instalación
				X	Y	Z									€/año	horas/año				

(*) Se debe señalar el tramo para el cuál es efectivo.

Descripción de Campos

Campo	Información y/o unidades	Código SQL
Nudo	Código del nudo	varchar 20
Tramo	Código del tramo	varchar 20
Regulador de tensión	Código del regulador de tensión	varchar 20
CINI	Cód. Id. Normalizada Instalaciones	varchar 10
Coordenadas UTM	X	long
	Y	long
	Z	long
Resistencia c.c.	Ohmios	single
Reactancia c.c.	Ohmios	single
Tensión	kV	single
Potencia	kVA	single
Step	p.u.	single
Toma mínima	p.u.	single
Toma máxima	p.u.	single
Coste de inversión	€	single
Mantenimiento preventivo	€/año	single
	horas/año	single
Mantenimiento correctivo	€/fallo	single
	Código de la compañía distribuidora ²¹	varchar 10
Pertenece a la compañía	0: pertenece a terceros 1: pertenece a la compañía	bit
Año de instalación		short

²¹ Código de la compañía distribuidora según la Tabla 1 del Anexo II.

FORMULARIO 18**INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN REALES EXISTENTES.
NUDOS TOPOLÓGICOS (*)**

Nudo	Coordenadas UTM			COD_DIS
	X	Y	Z	

(*) Se denominan nudos topológicos aquellos nudos de la red que no tienen ningún elemento, generación ni demanda asociadas, pero en los que confluyen varios tramos y que por ello tienen un código de nudo asociado.

Descripción de Campos

Campo	Información y/o unidades	Código SQL
Nudo	Código del nudo	varchar 20
Coordenadas UTM	X	long
	Y	long
	Z	long
COD_DIS	Código de la compañía distribuidora ²²	varchar 10

²² Código de la compañía distribuidora según la Tabla 1 del Anexo II.

FORMULARIO 19**INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN REALES EXISTENTES.
NUDOS FRONTERA (*)**

Nudo	Coordenadas UTM			COD_DIS	COD_DIS frontera
	X	Y	Z		

(*) Se denominan nudos frontera aquellos que conectan las redes pertenecientes a dos compañías distribuidoras distintas.

Descripción de Campos

Campo	Información y/o unidades	Código SQL
Nudo	Código del nudo	varchar 20
Coordenadas UTM	X	long
	Y	long
	Z	long
COD_DIS	Código de la compañía distribuidora ²³	varchar 10
COD_DIS frontera	Código de la compañía distribuidora frontera ²³	varchar 10

²³ Código de la compañía distribuidora según la Tabla 1 del Anexo II.

FORMULARIO 20**INFORMACIÓN RELATIVA A LA CONECTIVIDAD DE LOS CLIENTES**

El archivo de conectividad de clientes contendrá para cada uno de los clientes de la empresa distribuidora, la relación con las instalaciones a las que se encuentra conectado.

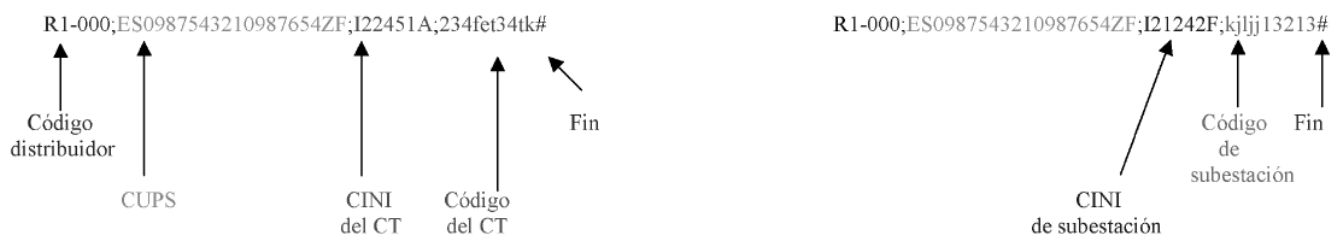
El archivo contendrá el mismo número de líneas que clientes tiene la distribuidora. Cada una de las líneas comenzará por el código de la empresa distribuidora, seguido del CUPS del cliente; a continuación se detallará el **Código de Instalación Normalizada de Inventario** de la instalación a la que se conecta el cliente (**CINI**).

Cada una de las instalaciones se identificará por su código identificador unívoco acorde con el tipo de instalación (código de CT en el caso de clientes de baja tensión, código de línea o subestación en el caso del resto de clientes).

Se separará cada uno de los campos con punto y coma y se finalizará cada una de las líneas con el carácter #.

El archivo será un fichero plano, cuyo nombre será CIRY_2006_20_CODDIS_AAAA (ver Anexo V).

Ejemplos de línea de código del archivo pueden ser la siguientes:

**FORMULARIO 21****INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN NORMALIZADAS.****CONDUCTORES DE BT, MT o AT**

COD_CAT	Nivel de tensión	Nº de circuitos	Tipo	Denominación conductor	R	X	Intensidad máx.	Tasa de fallo			Tiempo de reparación			Coste de inversión	Mantº preventivo		Coste de Mantº correctivo	COD_DIS	¿Utilización habitual?
								min.	esp.	máx..	min.	esp.	máx..		€/año	horas/año			

Descripción de Campos

Campo	Información y/o unidades	Código SQL
COD_CAT	Código del catálogo de instalaciones ²⁴	varchar 10
Nivel de tensión	kV	single
Número de circuitos		short
Tipo	T: aéreo-trenzado D: aéreo desnudo S: subterráneo	varchar 1
Denominación conductor	p.e., LA-150	varchar 20
R	Resistencia en Ohmios/km	single
X	Reactancia en Ohmios/km	single
Intensidad máxima	Amperios	single
Tasa de fallo	Minima	Fallos/año-km
	Esperada	Fallos/año-km
	Máxima	Fallos/año-km
Tiempo de reparación	Minimo	horas
	Esperado	horas
	Máximo	horas
Coste de inversión	€/km	single
Mantenimiento preventivo	€/km-año	single
Coste de mantenimiento correctivo	horas/año	single
Coste de mantenimiento correctivo	€/fallo	single
COD_DIS	Código de la compañía distribuidora ²⁵	varchar 10
Es usado habitualmente en la actualidad por la empresa	0: no; 1: si	bit

²⁴ COD_CAT de acuerdo con la codificación de instalaciones contenida en la Tabla 8 del Anexo II.

²⁵ Código de la compañía distribuidora según la Tabla 1 del Anexo II.

FORMULARIO 22
INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN NORMALIZADAS.
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

COD_CAT	Nivel tensión lado de alta	Descrip.	Potencia instalada	Número de máquinas	Pérdidas de vacío	Pérdidas de cc. a potencia nominal	Tasa de fallo			Tiempo de reparación			Coste de inversión	Número máx. de salidas	Coste de inversión salidas	Mant ^o preventivo		Coste de Mant ^o . correctivo	COD_DIS	¿Utilización habitual?	
							min	esp	máx	min	esp	máx				€/año	horas/año				

Descripción de Campos

Campo	Información y/o unidades	Código SQL
COD_CAT	Código del catálogo de instalaciones ²⁶	varchar 10
Nivel de tensión lado de alta	kV	single
Descripción	intemperie caseta local	varchar 10
Potencia total instalada	kVA	single
Número de máquinas		short
Pérdidas de vacío	kWh	single
Pérdidas de cortocircuito a potencia nominal	kWh	single
Tasa de fallo	Mínima	fallos/año
	Esperada	fallos/año
	Máxima	fallos/año
Tiempo de reparación	Mínimo	horas
	Esperado	horas
	Máximo	horas
Número máximo de salidas		short
Coste de inversión de una salida	€/salida	single
Coste de inversión	€	single
Mantenimiento preventivo	€/año	single
Mantenimiento correctivo	horas/año	single
	€/fallo	single
COD_DIS	Código de la compañía distribuidora ²⁷	varchar 10
Es usado habitualmente en la actualidad por la empresa	0: no; 1: si	bit

²⁶ COD_CAT de acuerdo con la codificación de instalaciones contenida en la Tabla 8 del Anexo II.

²⁷ Código de la compañía distribuidora según la Tabla 1 del Anexo II.

FORMULARIO 23

INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN NORMALIZADAS.
SUBESTACIONES AT/MT

COD_CAT	Denom	Nivel de tensión primario	Descrip.	Potencia instalada	Potencia garantizada	Pérdidas de vacío	Pérdidas de cc. a potencia nominal	Tasa de fallo			Tiempo de reparación			Coste de inversión	sigue...
								min	esp	máx	min	esp	máx		

...	Mant ^o preventivo		Mant ^o . correctivo	Número máx. de trafos	Coste de ampliación	COD_DIS	¿Utilización habitual?
	€/año	horas/año					

Descripción de Campos (en página siguiente)

FORMULARIO 23 (continuación)**INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN NORMALIZADAS.
SUBESTACIONES AT/MT****Descripción de Campos**

Campo		Información y/o unidades	Código SQL
COD_CAT		Código del catálogo de instalaciones ²⁸	varchar 10
Denominación			varchar 20
Nivel de tensión del primario		kV	single
Descripción		convencional blindada	varchar 20
Potencia instalada		MVA	single
Potencia garantizada		MVA	single
Pérdidas de vacío		MW	single
Pérdidas de cortocircuito a potencia nominal		MW	single
Tasa de fallo	Mínima	Fallos/año	single
	Esperada	Fallos/año	single
	Máxima	Fallos/año	single
Tiempo de reparación	Mínimo	horas	single
	Esperado	horas	single
	Máximo	horas	single
Coste de inversión		€	single
Mantenimiento preventivo		€/año	single
		horas/año	single
Coste de mantenimiento correctivo		€/fallo	single
Número máximo de trafos			short
Coste de salida		€/salida	single
COD_DIS		Código de la compañía distribuidora ²⁹	varchar 10
Es usada habitualmente en la actualidad por la empresa		0: no; 1: sí	bit

²⁸ COD_CAT de acuerdo con la codificación de instalaciones contenida en la Tabla 8 del Anexo II.²⁹ Código de la compañía distribuidora según la Tabla 1 del Anexo II.**FORMULARIO 24****INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN NORMALIZADAS.
EQUIPOS DE MEJORA DE LA FIABILIDAD**

COD_CAT	Nivel de tensión	Tasa de fallo	Coste de inversión	Mantenimiento preventivo		Mantenimiento correctivo	COD_DIS	¿Utilización habitual?
				€/año	horas/año			

Descripción de Campos

Campo	Información y/o unidades	Código SQL
COD_CAT	Código del catálogo de instalaciones ³⁰	varchar 10
Nivel de tensión	kV	single
Tasa de fallo	Fallos/año	single
Coste de inversión	€	single
	€/año	single
Mantenimiento preventivo	horas/año	single
Mantenimiento correctivo	€/fallo	single
COD_DIS	Código de la compañía distribuidora ³¹	varchar 10
Es usado habitualmente en la actualidad por la empresa	0: no; 1: sí	bit

³⁰ COD_CAT de acuerdo con la codificación de instalaciones contenida en la Tabla 8 del Anexo II.³¹ Código de la compañía distribuidora según la Tabla 1 del Anexo II.

FORMULARIO 25**INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN NORMALIZADAS.
CONDENSADORES**

COD_CAT	Nivel de tensión	Potencia instalada	Tasa de fallo	Coste de inversión	Mantenimiento preventivo		Mantenimiento correctivo	COD_DIS	¿Utilización habitual?
					€/año	horas/año			

Descripción de Campos

Campo	Información y/o unidades	Código SQL
COD_CAT	Código del catálogo de instalaciones ³²	varchar 10
Nivel de tensión	kV	single
Potencia instalada	kVA _r	single
Tasa de fallo	Fallos/año	single
Coste de inversión	€	single
Mantenimiento preventivo	€/año	single
	horas/año	single
Mantenimiento correctivo	€/fallo	single
COD_DIS	Código de la compañía distribuidora ³³	varchar 10
Es usado habitualmente en la actualidad por la empresa	0: no; 1: sí	bit

³² COD_CAT de acuerdo con la codificación de instalaciones contenida en la Tabla 8 del Anexo II.³³ Código de la compañía distribuidora según la Tabla 1 del Anexo II.**FORMULARIO 26****INFORMACIÓN ECONÓMICO-FINANCIERA QUE PERMITE ESTIMAR LOS COSTES
A LOS QUE SE ENFRENTAN LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS
INFORMACION CENTROS DE COSTE BÁSICOS**

Año	Cod_Dis	Cod_Ceco	Opex	GFA	Ingresos	Cod_Priv	Cod_Ins

Descripción de Campos

- AÑO = AAAA =** Código de tipo numérico con longitud 4, correspondiente al año del informe. Tipo SQL: short.
- COD_DIS =** Código del Distribuidor (ver Tabla 1 Anexo II). Tipo SQL: varchar 10.
- COD_CECO =** Código del Centro de Coste (ver Tabla 2 Anexo II). Tipo SQL: varchar 10.
- OPEX =** Es el importe en euros (con dos decimales) de los gastos no asociados a inversión correspondientes a los distintos Centros de Coste. Tipo SQL: single.
- GFA =** Es el importe en euros (con dos decimales) de los gastos asociados a inversión correspondientes a los distintos Centros de Coste. Tipo SQL: single.
- INGRESOS=** Es el importe en euros (con dos decimales) de los ingresos asociados a los centros de coste con retribución propia. Tipo SQL: single.
- COD_PRV =** Código de la provincia (ver Tabla 3 Anexo II), para Centros de Coste con desglose por provincias. Tipo SQL: varchar 3.
- COD_INS =** Código de la instalación (ver Tablas 4a y 4b Anexo II), para Centros de Coste con desglose por instalaciones. Tipo SQL: varchar 10

FORMULARIO 27

**INFORMACIÓN ECONÓMICO-FINANCIERA QUE PERMITE ASIGNAR LOS COSTES
A LOS QUE SE ENFRENTAN LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS Y SUS CRITERIOS DE REPARTO
EN LOS CENTROS DE COSTE BÁSICOS, POR ACTIVIDAD Y PROVINCIA**

Año	Cod_Dis	Cod_Cta	Rep_Act	Rep_Prov

Descripción de Campos

- AÑO = AAAA =** Código de tipo numérico con longitud 4, correspondiente al año del informe. . Tipo SQL: short.
- COD_DIS =** Código del Distribuidor (ver Tabla 1 Anexo II). Tipo SQL: varchar 10.
- COD_CTA =** Código de la cuenta Centro de Coste (ver Tabla 12 Anexo II). Tipo SQL: varchar 10.
- REP_ACT =** Código de unidades físicas utilizado en criterios de reparto por actividades cuando no existe imputación directa (ver Tabla 7 Anexo II). Tipo SQL: varchar 10.
- REP_PROV =** Código de unidades físicas utilizado en criterios de reparto por provincias cuando no existe imputación directa (ver Tabla 7 Anexo II). Tipo SQL: varchar 10

FORMULARIO 28

**INFORMACIÓN ECONÓMICO-FINANCIERA QUE PERMITE ESTIMAR LOS COSTES
A LOS QUE SE ENFRENTAN LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS
INMOVILIZADO BRUTO Y NETO DEL AÑO A DECLARAR**

Año	Cod_Dis	Cod_Cta	Amortización acumulada año n-1	Saldo en Inmovilizado año n-1	Inversiones	Traspasos	Bajas	Subvenciones	Saldo en Inmovilizado año n

Descripción de Campos

- AÑO = AAAA =** Código de tipo numérico con longitud 4, correspondiente al ejercicio al que se refieren las cantidades informadas. Según lo visto en el apartado Segundo.4, párrafo a) de la Circular, se utilizará este formulario para declarar los datos correspondientes a los ejercicios 1996 a 2004, incluyéndose en un solo formulario la información de todos los años solicitados. Tipo SQL: short.
- COD_DIS =** Código del Distribuidor (ver Tabla 1 Anexo II). Tipo SQL: varchar 10.
- COD_CTA =** Código de tipo numérico, con longitud 8 (ver Tabla 5 Anexo II). Tipo SQL: varchar 10.
- AMORT n-1 =** Amortización acumulada en el ejercicio anterior, en euros, con dos decimales. Tipo SQL: single.
- SALDO n-1 =** Saldo del ejercicio anterior, en euros, con dos decimales. Tipo SQL: single.
- INVERSIONES =** Inversiones o dotaciones del año, en euros, con dos decimales. Tipo SQL: single.
- TRASPASOS =** Aumentos y disminuciones por transferencias y traspasos, en euros, con dos decimales. Tipo SQL: single.
- BAJAS =** Salidas, bajas o reducciones, en euros, con dos decimales. Tipo SQL: single.
- SUBVENCIONES =** Subvenciones recibidas, en euros, con dos decimales. Tipo SQL: single.
- SALDO n =** Saldo del ejercicio actual, en euros, con dos decimales. Tipo SQL: single.

FORMULARIO 29**INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE SUBESTACIONES DE TRANSPORTE
SUBESTACIONES FUENTES DE DISTRIBUCIÓN**

CINI	Nudo	Subestación	Coord. UTM			Municipio	Provincia	Conexión	Año de incorporación en la base de datos
			X	Y	Z				

Descripción de Campos

Campo	Información y/o unidades	Código SQL
CINI	Cód. Id. Normalizada Instalaciones	varchar 10
Nudo	Código del nudo	varchar 20
Subestación	Código de subestación	varchar 20
Coordenadas UTM	X	long
	Y	long
	Z	long
Municipio	Código de municipio INE	short
Provincia	Código de provincia INE	short
Conexión	A: aéreo S: subterráneo	varchar 1
Año de incorporación en la base de datos		short

FORMULARIO 30**INFORMACIÓN RELATIVA AL INVENTARIO DE SUBESTACIONES DE TRANSPORTE
COMPOSICIÓN DE SUBESTACIONES FUENTES DE DISTRIBUCIÓN**

Subestación	Máquina	Tensión lado baja	Potencia de la máquina	Tasa de fallo			Tiempo de reparación			Número de salidas a distribución
				mín	esp	máx	mín	esp	máx	

Descripción de Campos

Campo	Información y/o unidades	Código SQL
Subestación	Código de subestación	varchar 10
Máquina	Identificador de máquina	single
Tensión lado baja	kV	single
Potencia de la máquina	kVA	single
Tasa de fallo	Mínima	Fallos/año
	Esperada	Fallos/año
	Máxima	Fallos/año
Tiempo de reparación	Mínimo	horas
	Esperado	horas
	Máximo	horas
Número de salidas a distribución		short

ANEXO V

ARCHIVOS A REMITIR A LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Toda la información que se solicita en los Formularios del Anexo IV, se declarará a la Comisión Nacional de Energía a través de la presentación de los siguientes ficheros.

Ficheros para el envío de la información contenida en cada Formulario

Los agentes detallados en el párrafo 1 del apartado Primero de la Circular deberán entregar en soporte informático los archivos denominados como a continuación se detalla:

NÚMERO DE FICHERO	NOMBRE DE FICHERO	FORMULARIO BASE
1	CIRY_2006_1_CODDIS_AAAA	1
2	CIRY_2006_2_CODDIS_AAAA	2
3	CIRY_2006_3_CODDIS_AAAA	3
4	CIRY_2006_4_CODDIS_AAAA	4
5	CIRY_2006_5_CODDIS_AAAA	5
6	CIRY_2006_6_CODDIS_AAAA	6
7	CIRY_2006_7_CODDIS_AAAA	7
8	CIRY_2006_8_CODDIS_AAAA	8
9	CIRY_2006_9_CODDIS_AAAA	9
10	CIRY_2006_10_CODDIS_AAAA	10
11	CIRY_2006_11_CODDIS_AAAA	11
12	CIRY_2006_12_CODDIS_AAAA	12
13	CIRY_2006_13_CODDIS_AAAA	13
14	CIRY_2006_14_CODDIS_AAAA	14
15	CIRY_2006_15_CODDIS_AAAA	15
16	CIRY_2006_16_CODDIS_AAAA	16
17	CIRY_2006_17_CODDIS_AAAA	17
18	CIRY_2006_18_CODDIS_AAAA	18
19	CIRY_2006_19_CODDIS_AAAA	19
20	CIRY_2006_20_CODDIS_AAAA	20
21	CIRY_2006_21_CODDIS_AAAA	21
22	CIRY_2006_22_CODDIS_AAAA	22
23	CIRY_2006_23_CODDIS_AAAA	23
24	CIRY_2006_24_CODDIS_AAAA	24
25	CIRY_2006_25_CODDIS_AAAA	25
26	CIRY_2006_26_CODDIS_AAAA	26
27	CIRY_2006_27_CODDIS_AAAA	27
28	CIRY_2006_28_CODDIS_AAAA	28

Siendo:

Y = número de circular

CODDIS = Código del Distribuidor que envía la información (Tabla 1 Anexo II).

AAAA = Año. Código de tipo numérico con longitud 4, correspondiente al año de declaración.

Los agentes detallados en el párrafo 2 del apartado Primero de la circular deberán entregar en soporte informático los archivos denominados como a continuación se detalla:

NÚMERO DE FICHERO	NOMBRE DE FICHERO	FORMULARIO BASE
29	CIRY_2006_29_AAAA	29
30	CIRY_2006_30_AAAA	30

Siendo:

Y = número de circular

AAAA = Año. Código de tipo numérico con longitud 4, correspondiente al año de declaración.